



Tomás González Vieira da Silva Rocha

Licenciatura em
Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Estudo da Participação de um Grupo de
Produtores Eólicos Portugueses no Mercado
Intradiário**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Fernando Jorge Ferreira Lopes, Professor Doutor,
LNEG

Co-orientadora: Anabela Monteiro Gonçalves Pronto, Professora
Doutora, NOVA University of Lisbon



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro, 2019

Estudo da Participação de um Grupo de Produtores Eólicos Portugueses no Mercado Intradiário

Copyright © Tomás González Vieira da Silva Rocha, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar quero agradecer ao Professor Doutor Fernandes Lopes pela sua orientação, disponibilidade e críticas construtivas. À Professora Anabela Pronto pela orientação, disponibilidade e apoio, e também pelo conhecimento partilhado ao longo do percurso académico de quando foi minha professora. Ao Engenheiro Hugo Algarvio pelo conhecimento partilhado e pelas dúvidas esclarecidas durante o desenvolvimento da dissertação.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa pela oportunidade de ter podido realizar o meu percurso académico e esta dissertação em condições fantásticas. Ao Laboratório Nacional de Energia e Geologia pela disponibilização dos dados necessários ao desenvolvimento da dissertação e das instalações sempre que foi necessário.

Agradecer também à Bruna Emídio, ao António Godinho, ao David Taranta, ao Bruno Duarte e à Filipa Santos, pela enorme paciência que tiveram comigo ao longos destes cinco anos de faculdade, pelas imensas tardes e noites passadas em conjunto a estudar e a realizar trabalhos, e pelos grandes momentos passados todos os dias que estivemos na faculdade, sem exceção. Agradecer também a todos os restantes amigos meus, que não menciono o nome, mas que sabem quem são, do qual a amizade, apoio e momentos partilhados ao longos destes cinco anos, e não só, que permitiram chegar onde estou agora, sem eles não teria sido possível.

Por fim, e não menos importante, um enorme agradecimento aos meus pais, António e Cristina, pelo amor incondicional, apoio e motivação que me foram sempre dados, ao meus tios, muitos primos e avós, especialmente ao meu avô Júlio, por ter sido uma das pessoas mais importantes na minha vida e ter sempre acreditado em mim. Sem eles nada disto teria sido alcançável.

RESUMO

Os últimos anos trouxeram uma nova complexidade ao mercado nacional, atraindo mais e novos tipos produtores de energia, tais como os produtores de energia renovável, mais propriamente os produtores de energia eólica.

As previsões da produção destes novos agentes são difíceis de efetuar e têm erros, pois a energia eólica é imprevisível e variável, observando-se desvios substanciais entre a produção observada e prevista, aliada aos horários de fecho do mercado. Estes são prejudiciais para a rede elétrica, podendo provocar oscilações na frequência que se deve manter constante no valor de 50Hz.

Nos últimos anos tem ocorrido uma maior aposta nas energias renováveis, por serem mais limpas, em detrimento dos combustíveis fósseis, verificando-se um crescimento da energia renovável licitada no mercado. Tendo em conta os erros de previsão, torna-se necessário adoptar comportamentos para diminuir os desvios em relação aos compromissos efetuados no mercado diário. Uma dessas estratégias consiste na licitação no mercado intradiário, mercado complementar do mercado diário.

A presente dissertação tem como principal objetivo estudar o comportamento de um grupo de produtores eólicos portugueses a licitar no mercado diário e intradiário, aferindo se tal participação é uma opção viável do ponto de vista financeiro ou se resulta em prejuízo para o grupo em estudo. Usando o simulador MATREM, simulou-se a licitação do grupo somente no mercado diário e a seguir no mercado diário e intradiário e, através de fórmulas de remuneração, comparou-se os resultados obtidos. Em adição, também se simulou a participação no mercado de reserva terciária, de maneira a aferir o benefício económico que a mesma trará ao grupo de produtores em causa.

Os resultados obtidos permitem concluir que por o mercado intradiário apresentar pouca liquidez, a escassa participação nele representa prejuízo para os produtores em causa. Já a participação no mercado de reserva terciária resulta num benefício económico.

Palavras-chave: Mercados de energia elétrica, energia eólica, mercado intradiário, mercado de regulação terciária, estratégias de licitação intradiário, sistema MATREM

ABSTRACT

These last years have brought a new complexity to the national market, attracting more and new types of energy producers, such as renewable energy producers, more precisely the wind power generators.

The forecast of the energy generated by these new agents is very difficult, because the wind is very variable and uncertain, resulting in substantial deviations between the expected and real production, allied with the closing hours of the market. These deviations may be harmful to the electric grid, since they may result in oscillations in its frequency, which must be constant at 50Hz.

There has been an increasing production of renewable energy, which has progressively been traded in the market, including the intra-day market. Taking in account the prediction errors, market participants need to adopt an efficient behavior in order to reduce the deviations regarding the commitments made in the day-ahead market. Accordingly, they should use the intra-day market as a complement of the day-ahead market.

The main objective of this thesis consists in studying the behavior of a group of Portuguese wind power producers that are allowed to participate in both the day-ahead and the intra-day markets, concluding if such participation brings economical benefits or results in a loss. In this way, the work involved the definition of a strategy for bidding in the several sessions of the intra-day market, taking into account the forecasts available and their updates. Following this, several simulations, made in the MATREM system, were performed, involving either the group of producers bidding only in the day-ahead market or in the day-ahead and the intra-day markets. Additionally, the participation of the producers in the tertiary regulation market was simulated.

The results showed that the scarce participation in the intra-day market represents a loss for the group of producers, since this market is not very liquid (i.e., involves a low quantity of energy). In contrast, participation in the tertiary reserve market resulted in an economical benefit.

Keywords: Electricity markets, wind power energy, intraday market, tertiary regulation market, intraday bidding strategies, MATREM simulator

ÍNDICE

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xix
Siglas	xxi
1 Introdução	1
1.1 Motivação e Enquadramento Teórico	1
1.2 Objetivo	4
1.3 Estrutura da Dissertação	4
2 Fundamentos Teóricos	5
2.1 Energia Eólica	5
2.1.1 Energia Eólica a Nível Global e na União Europeia	5
2.1.2 Energia Eólica em Portugal	7
2.2 Liberalização do Serviço Energético Nacional	9
2.3 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)	10
2.4 Modelos de Mercado	12
2.4.1 Mercado Diário	12
2.4.2 Mercado Intradiário	13
2.4.3 Mercado a Prazo	14
2.4.4 Mercado Não-Organizado (Contratos Bilaterais)	15
2.4.5 Mercado de Serviços de Sistema	16
2.5 Sistemas Multi-Agente e Simulador MATREM	23
2.5.1 Sistemas Multi-Agente	23
2.5.2 JADE	23
2.5.3 Simulador Multi-Agente de Mercados de Energia: MATREM	24
3 Caso de Estudo	27
3.1 Introdução	27
3.2 Agentes Produtores de Energia	28
3.3 Agentes Retalhistas	32
3.4 Estratégia de Licitação no Mercado Intradiário	33

ÍNDICE

3.5	Remuneração dos Produtores Eólicos	35
3.5.1	Remuneração de Mercado Com Compensações e/ou Penalizações Por Valorização dos Desvios	35
3.5.2	Remuneração de Mercado Com Compensações e/ou Penalizações Pelos Preços da Reserva Terciária	36
3.6	Simulações e Análise de Resultados	36
4	Conclusões	45
4.1	Síntese de resultados e conclusões	45
4.2	Trabalho futuro	46
	Referências	47
I	Resultados do mercado intradiário	51
II	Unidades físicas participantes no mercado de reserva terciário	83

LISTA DE FIGURAS

2.1	Potência Eólica instalada globalmente entre os anos de 2001 e 2017 [15] . . .	6
2.2	Potência eólica instalada onshore e offshore na União Europeia entre os anos de 2005 e 2017 [16]	6
2.3	Repartição da Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal Continental [18]	7
2.4	Evolução da Capacidade Eólica Instalada em Portugal [18]	8
2.5	Modelo estrutural do SEN [22]	9
2.6	Estrutura de negociação de energia no MIBEL [26]	11
2.7	Preço e quantidade de energia estabelecido através do cruzamento das curvas de procura e oferta [27]	12
2.8	Preço horário do mercado diário do MIBEL e correspondente quantidade de energia transacionada, para o dia 08/02/2019 [28]	13
2.9	Diferentes sessões do mercado intradiário [4]	14
2.10	Esquema de ativação do controlo de frequência a partir da frequência do sistema [33]	18
2.11	Ativação no plano temporal das reservas de regulação de frequência após uma perturbação na rede [34]	19
2.12	Diagrama esquemático do sistema de regulação primária de velocidade [20] .	19
2.13	Interações entre os diversos agentes de mercado do MATREM [6]	25
2.14	Interface do simulador MATREM [6, 41]	26
3.1	Curva da oferta e formação de preço [43]	29
3.2	Percentagem da potência de carga por cada agente retalhista	32
3.3	Períodos horários disponíveis para licitar em cada sessão do mercado intradiário	33
3.4	Soma dos módulos dos desvios positivos e negativos entre produção prevista e observada para cada dia representativo	39
3.5	Diferença entre os valores de remuneração de caso 1 e 2, para cada um dos trinta e um dias	44
I.1	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 1	51
I.2	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 1	52

I.3	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 2	52
I.4	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 2	53
I.5	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 3	53
I.6	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 3	54
I.7	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 4	54
I.8	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 4	55
I.9	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 5	55
I.10	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 5	56
I.11	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 6	56
I.12	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 6	57
I.13	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 7	57
I.14	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 7	58
I.15	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 8	58
I.16	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 8	59
I.17	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 9	59
I.18	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 9	60
I.19	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 10	60
I.20	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 10	61
I.21	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 11	61
I.22	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 11	62

I.23	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 12	62
I.24	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 12	63
I.25	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 13	63
I.26	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 13	64
I.27	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 14	64
I.28	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 14	65
I.29	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 15	65
I.30	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 15	66
I.31	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 16	66
I.32	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 16	67
I.33	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 17	67
I.34	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 17	68
I.35	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 18	68
I.36	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 18	69
I.37	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 19	69
I.38	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 19	70
I.39	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 20	70
I.40	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 20	71
I.41	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 21	71
I.42	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 21	72

I.43	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 22	72
I.44	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 22	73
I.45	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 23	73
I.46	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 23	74
I.47	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 24	74
I.48	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 24	75
I.49	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 25	75
I.50	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 25	76
I.51	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 26	76
I.52	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 26	77
I.53	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 27	77
I.54	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 27	78
I.55	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 28	78
I.56	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 28	79
I.57	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 29	79
I.58	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 29	80
I.59	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 30	80
I.60	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 30	81
I.61	Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 31	81
I.62	Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 31	82

LISTA DE TABELAS

3.1	Perfil de geração de Portugal e Espanha [42]	28
3.2	Unidades físicas participantes	30
3.3	Soma dos desvios de cada uma das estratégias	34
3.4	Resultados dos desvios entre a produção prevista e observada após licitação no mercado diário	37
3.5	Resultados dos desvios entre a produção prevista e observada após licitação no mercado intradiário	38
3.6	Resultados remuneratórios obtidos pelo grupo de produtores eólicos licitando no Mercado Diário e no Mercado Diário e Intradiário	40
3.7	Resultados remuneratórios obtidos pelo grupo de produtores eólicos licitan- dono Mercado Diário e Intradiário e no Mercado Diário, Intradiário e Reserva Terciário	42
3.8	Valores de remuneração para os três casos estudados em cada um dos trinta e um dias	43
II.1	Unidades físicas participantes no mercado de reserva terciária	83

SIGLAS

EDP	Energias de Portugal.
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators.</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents.</i>
JADE	<i>Java Agent Development Framework.</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia.
MANREM	<i>Multi-Agent Negotiation and Risk Management in Electricity Markets.</i>
MATREM	<i>Multi-Agent Trading in Electricity Markets.</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade.
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol, S.A..</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia Português, Sociedade Gestora do Mercado Regulamentado, S.A..
REE	<i>Red Eléctrica de España.</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais.
SEN	Sistema Elétrico Nacional.

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação e Enquadramento Teórico

É da importância da população mundial que o ambiente se preserve e que este se mantenha equilibrado de forma a que a presente geração, e mais importante ainda, as gerações futuras, possam viver da melhor maneira possível sem terem que sofrer e serem prejudicadas por fenómenos naturais resultantes de décadas de comportamentos negligentes por parte da raça humana.

Desde os primórdios da humanidade, e até antes, o clima no planeta Terra esteve sujeito a diversas mudanças e alterações, que variaram desde climas extremamente frios até ao oposto, onde se observaram climas mais quentes. Estas mudanças surgiram por causas naturais do ecossistema do planeta, e não por influências externas.

Com o desenvolvimento da tecnologia, o ser humano foi obrigado a descobrir novas fontes de energia que sustentassem as necessidades crescentes de consumo de eletricidade. Essas necessidades foram colmatadas com o uso e exploração de combustíveis fósseis, tais como gasolina, gás natural e carvão mineral. A queima destes combustíveis gera altos níveis de poluição atmosférica, sendo ainda prejudiciais à saúde humana, pois da queima resultam substâncias tóxicas que afetam a população.

O aumento da população mundial que ocorreu no último século, associado ao desenvolvimento em grande escala da tecnologia, fez com que o uso dos combustíveis fosse exagerado, o que levou à produção de uma grande quantidade de gases poluentes com efeito de estufa, e consequentemente, ao aumento do aquecimento global, aumento do nível das águas do mar, diminuição da camada de gelo do mar Ártico, extinção de espécies, entre outros.

Como tal, foi necessário encontrar um novo tipo de fonte de energia que substituísse os combustíveis fósseis e que não fosse poluente. A solução incidiu sobre as fontes de

energia renováveis.

Este tipo de energia é obtido através de fontes naturais inesgotáveis, e capazes de se regenerarem, como a luz solar, vento e marés, e apresenta muitas vantagens, sendo pouco ou nada poluentes em termos ambientais. Um dos tipos de energia mais usado consiste na energia eólica, obtida através do vento, que apresenta diversas vantagens, como por exemplo as turbinas requererem escassa manutenção (uma vez que só se procede à sua revisão em cada seis meses), criação de emprego e geração de investimento em zonas desfavorecidas. O investimento neste tipo de energia é extremamente rentável, pois em menos de seis meses o aerogerador gera a mesma quantidade de energia que foi gasta com o seu fabrico, instalação e manutenção [1].

A aposta nas energias renováveis teve como pioneira a Europa, onde foram criadas várias iniciativas que incentivaram a produção através de fontes renováveis, sendo uma das principais medidas a criação de tarifas bonificadas, ou tarifas *feed-in*. Estas tarifas foram desenvolvidas para incentivar o investimento em tecnologias emergentes, pelo que à medida que estas se forem desenvolvendo, as respetivas tarifas devem sofrer uma redução, até serem totalmente retiradas. Com estas tarifas, os produtores de energias renováveis recebem uma quantia por cada Kilowatt que introduzem na rede, enquanto que os custos inerentes são depois cobrados ao consumidor [2].

No caso de Portugal, foram publicados, ao longo do tempo, diversos diplomas cujas bases e princípios regulados continuaram a evoluir no sentido de adequar a estrutura do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e orientar a sua estrutura de funcionamento para um regime de mercado livre, eficiente e concorrencial.

Recentemente, foram publicados diplomas que viriam a ter um grande impacto no sector das energias renováveis, como é o caso do DL 215-B/2012, que veio a possibilitar que a atividade de produção em regime especial pudesse ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida, isto é, através de tarifas *feed-in*, como ao abrigo do regime geral, através da venda de eletricidade em mercados organizados ou a partir de contratos bilaterais. A aplicação destas tarifas fica dependente da atribuição de uma licença de produção, assim como da respetiva licença de exploração, obtidas através de um concurso público que garante uma reserva de capacidade de injeção na rede [2].

No que toca às centrais eólicas, o regime remuneratório das mesmas sofreu alterações com a entrada em vigor do DL n.º 35/2013, onde, após o período de remuneração garantida, as centrais passam a poder escolher entre o seguinte: beneficiar de uma tarifa definida pelo Governo durante um período adicional de 5 anos, ou aderirem a um de quatro regimes remuneratórios distintos, tendo em conta as especificidades das centrais, cujos períodos de adesão variam entre cinco ou sete anos [2].

Com estes incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis, é necessário que a quantidade da mesma seja de certa forma similar à quantidade de energia consumida no mesmo período temporal, pois o armazenamento de energia em baterias é um processo dispendioso, devido ao elevado custo do lítio e do cobalto de que são feitas [3].

Algumas das transações de energia no mercado diário são feitas com base em previsões de produção para diferentes períodos temporais do dia seguinte ao da negociação. Estas previsões dificilmente irão corresponder por completo à quantidade de energia que realmente se irá consumir e produzir, e como tal, terá de haver um mercado complementar ao mercado diário, onde se irá transacionar eletricidade para ajustar as quantidades previamente comercializadas. Este problema foi atenuado com a implementação do mercado intradiário [4].

O equilíbrio entre o consumo e a produção é garantido através de mecanismos de reserva de potência ativa, e as negociações de tais reservas são efetuadas num mercado complementar, denominado Mercado de Balanços [5]. Existem três tipos de reservas, nomeadamente a reserva primária, a secundária e a terciária, que estão organizadas de forma sequencial, isto é, tendo em conta a necessidade de se ter que usufruir das mesmas. A primeira a ser usada é a reserva primária, seguindo-se a secundária, e por fim a terciária. Estas duas últimas são usadas para casos em que seja necessária uma maior regulação.

Como já foi visto anteriormente, as tarifas *feed-in* vão diminuindo com o aumento do desenvolvimento tecnológico até serem totalmente retiradas. Como tal, os produtores eólicos quando licitarem no mercado em bolsa vão ter que assumir os custos que estejam relacionados com as transações de energia que irão realizar no mercado de balanços, mediante os possíveis desvios de frequência [5].

O facto do vento ser uma fonte de energia com grande intermitência faz com que o mercado de reservas venha provavelmente a desempenhar um papel importante na comercialização de energia renovável.

A presente dissertação tem como objetivo estudar a participação de um grupo de produtores eólicos portugueses no mercado em bolsa Ibérico, tendo por base uma previsão para os anos de 2009 e 2010, onde se irá simular a sua participação nos mercados diário e intradiário, com vista a aferir se é uma opção viável de um ponto de vista económico, calculando as penalizações e/ou compensações.

O trabalho foi realizado com a ajuda do sistema MATREM¹ [6, 7], desenvolvido no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). O sistema permite aos seus utilizadores realizar diversos tipos de simulações, sendo de realçar transações energéticas no mercado em bolsa [8, 9] e no mercado a prazo, bem como a negociação de contratos bilaterais flexíveis [10–12], e os ajustes no mercado de reservas [13].

¹Trabalho realizado no âmbito do projecto MAN-REM (FCOMP-01-0124-FEDER-020397), financiado pelo FEDER através do programa COMPETE- Programa Operacional Temático Fatores de Competitividade, e pela FCT- Fundação para a Ciência e Tecnologia

1.2 Objetivo

Com a elaboração da presente dissertação pretende-se alcançar os seguintes objetivos:

- Estudo da comercialização de energia no mercado Ibérico, com maior ênfase no mercado intradiário, assim como no mercado de balanços.
- Análise da importância da energia eólica em Portugal no contexto das energias renováveis.
- Estudo do simulador de mercados MATREM.
- Elaboração de um caso de estudo envolvendo a comercialização da energia proveniente de um grupo de produtores eólicos portugueses no mercado Ibérico, durante 31 dias, referentes aos anos de 2009 e 2010.
- Estudo sobre diversas estratégias de licitação por parte do grupo de produtores eólicos portugueses nas diferentes sessões do mercado intradiário e aferir qual a mais vantajosa no que toca aos desvios energéticos.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 4 capítulos:

- O capítulo 1 engloba a Introdução, que tem como objetivo apresentar o trabalho que se vai desenvolver e as suas diferentes etapas, assim como as motivações que levaram ao desenvolvimento do mesmo, e ainda o contexto teórico dos temas em questão.
- O capítulo 2 diz respeito aos fundamentos teóricos, isto é, efetua uma análise detalhada dos temas envolvidos na dissertação, tais como a energia eólica em Portugal, a comercialização de energia no mercado Ibérico, a participação no mercado de balanços e ainda uma descrição aprofundada do simulador de mercados de eletricidade a ser utilizado.
- O capítulo 3 diz respeito ao caso de estudo, onde se vai analisar a comercialização da energia para 31 dias referentes aos anos de 2009 e 2010, bem como efetuar-se um estudo económico para se aferir os benefícios resultantes das licitações realizadas.
- Por fim, no capítulo 4, vão-se apresentar as conclusões com base nos resultados obtidos. Neste capítulo são ainda propostos dois temas de trabalho futuro na área da presente dissertação.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Energia Eólica

Entende-se por energia eólica o tipo de energia conseguida através da transformação de energia cinética do vento em energia mecânica e, de seguida, em energia elétrica. É um tipo de energia que tem vindo a sofrer avanços na tecnologia e, consequentemente, um aumento na exploração ao longo dos últimos anos, pois é considerada uma fonte de energia limpa e renovável, o que em comparação com os combustíveis fósseis frequentemente mais usados, apresenta variadas vantagens a nível ambiental e da saúde da população, entre outras, como o de ser inesgotável.

Uma característica importante deste tipo de energia renovável é o facto de o vento ser um recurso variável ao longo do tempo, isto é, não sopra com a mesma intensidade nas diferentes horas do dia e até nas diferentes alturas do ano.

2.1.1 Energia Eólica a Nível Global e na União Europeia

A aposta no desenvolvimento deste tipo de energia pela maior parte dos países traduziu-se num grande aumento da potência eólica instalada globalmente entre os anos de 2001 e 2017, como se pode ver pela Figura 2.1, onde no ano de 2017 se atingiu um total de 539,1 GW instalados. Esforços dos países para uma maior aposta neste tipo de energia, juntamente com um conjunto de políticas com o objetivo de incentivar a produção de energia eólica, faz com que as previsões apontem para um aumento ainda maior até 711,8 GW em 2020 e 840,9 GW em 2022 [14]. Os principais produtores de energia eólica são a China, Estados Unidos da América e Alemanha, que em conjunto representam cerca de 62% dos 539,1 GW instalados globalmente [15].

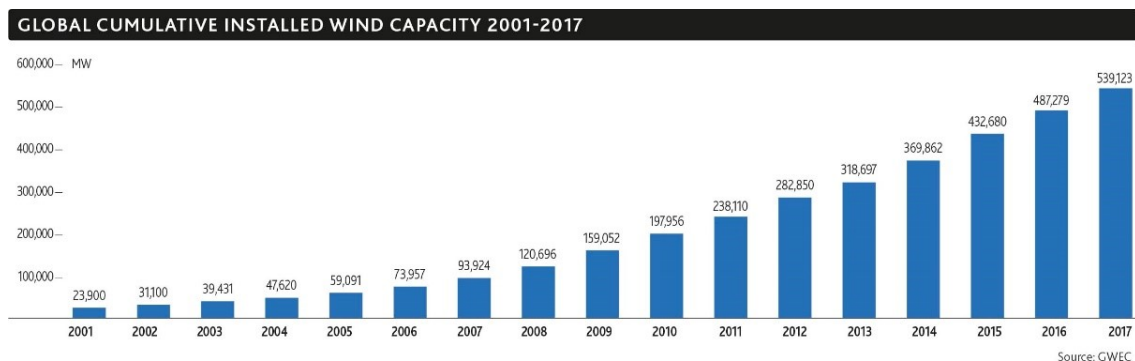


Figura 2.1: Potência Eólica instalada globalmente entre os anos de 2001 e 2017 [15]

Ao nível da União Europeia, a mesma representa cerca de 31,3% de toda a energia instalada globalmente, com 168.7 GW instalados no final de 2017, um aumento de 10% em comparação com 2016. Os países europeus que contribuem mais para este valor são a Alemanha, com 56,1 GW, seguida da Espanha, com 23,2 GW e do Reino Unido, com 18,9 GW, representando em conjunto cerca de 58% do valor total de 168.7 GW [16].

De referir também um aumento na produção de energia a nível europeu a partir de parques *offshore*, onde, no ano de 2017, representou cerca de 15,8 GW dos 168,7 GW instalados nesse ano, ou seja 9,4%, como se pode ver na Figura 2.2 [16]. Estes parques localizam-se em alto mar, o que traz inúmeras vantagens, tais como o facto do vento nessas áreas soprar em média com maior intensidade, o que resulta num maior potencial eólico, e haver menor resistência das populações. O maior entrave é que a instalação e manutenção acarreta custos maiores em comparação com os parques localizados em terra [17].

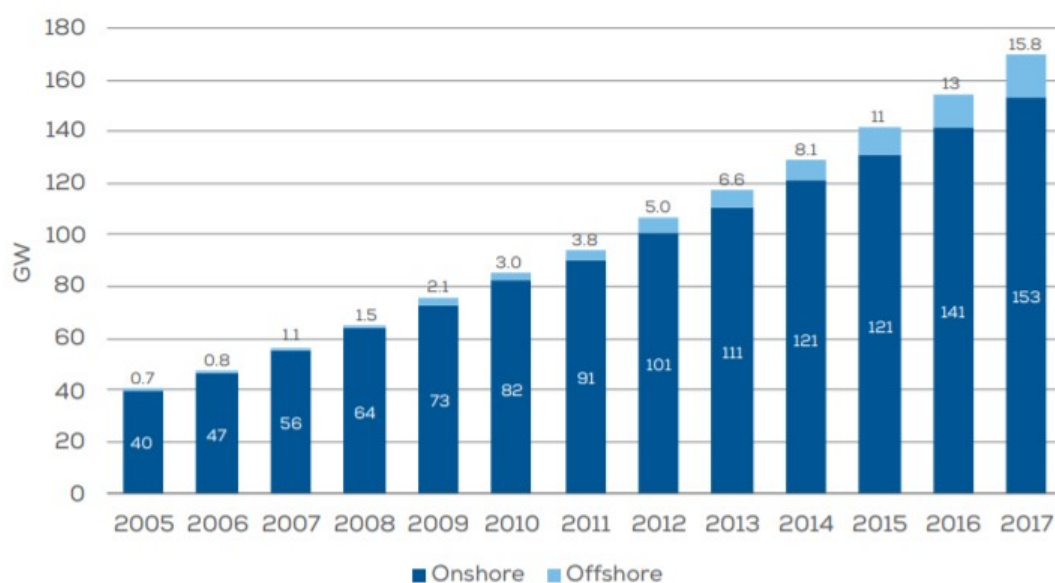


Figura 2.2: Potência eólica instalada onshore e offshore na União Europeia entre os anos de 2005 e 2017 [16]

2.1.2 Energia Eólica em Portugal

Portugal tem sido por diversas vezes apontado como exemplo de excelência no que toca ao sucesso no investimento da energia eólica nestes últimos anos, e tal deve-se ao facto de, neste momento, a energia eólica ser o terceiro maior tipo fonte de energia produzida no país, com 22% de representatividade, estando atrás da energia hídrica, com 28%, e da energia produzida a partir da queima de combustíveis fósseis, que representa ainda um valor de 43%, como se pode ver na Figura 2.3 [18].

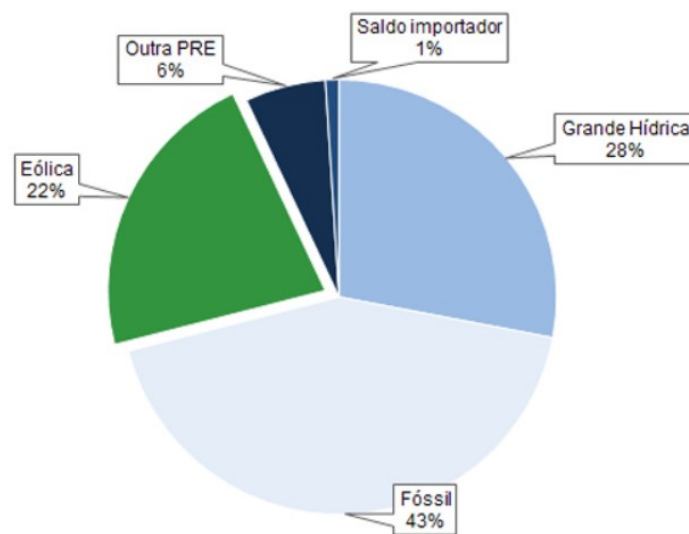


Figura 2.3: Repartição da Produção de Eletricidade por Fonte em Portugal Continental [18]

Embora este último valor tenha um grande peso no contexto global, é importante realçar que tem havido uma diminuição no consumo de combustíveis fósseis, como foi o caso de 2015 para 2016, onde houve uma diminuição de 0,9% [19], e que, neste momento, representa menos de metade das fontes de energia em Portugal. Conclui-se que tem havido esforços com o intuito de substituir este tipo de energias poluentes por energias renováveis mais limpas, como é o caso da energia eólica.

Estes esforços resultaram num aumento na construção de parques eólicos, e consequentemente um crescimento da capacidade eólica instalada em Portugal ao longo dos últimos anos. A Figura 2.4 comprova isso mesmo, onde no final do ano de 2016 haviam cerca de 5 322 MW de potência eólica instalada em Portugal em comparação com os 268 MW em 2003. Previsões apontam para que esse valor suba para, pelo menos, 6 875 MW no final do ano de 2020 [18].

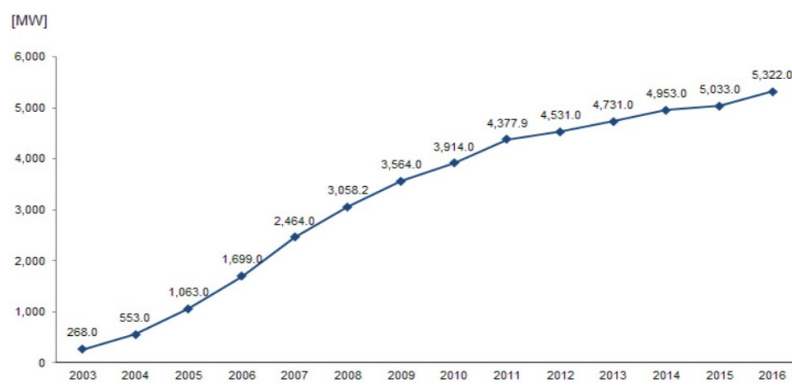


Figura 2.4: Evolução da Capacidade Eólica Instalada em Portugal [18]

Este aumento deve-se em grande parte à introdução das tarifas *feed-in*, cujo objetivo é o de incentivar o investimento em tecnologias emergentes, como a energia eólica, de forma a que os produtores de energias renováveis recebam uma quantia por cada Kilowatt que vendam ao consumidor de último recurso, que, no caso de Portugal, é a Energias de Portugal (EDP). À medida que as tecnologias se forem desenvolvendo, as tarifas devem diminuir até serem totalmente retiradas.

Em Portugal, a remuneração por parte dos produtores tem sofrido diversas alterações, desde que a medida das tarifas foi implementada em 1998 até aos dias de hoje. Inicialmente o Decreto-Lei nº33-A/2005 definiu que as tarifas seriam garantidas durante um período temporal de quinze anos de produção ou até que a instalação atingisse os 33 GWh de capacidade máxima injetável na rede [5].

Depois foram anunciados outros Decretos-Lei, que vieram abrir novos horizontes aos produtores, como é o caso do DL 215-B/2012, onde se definiu que a atividade de produção pudesse ser exercida ao abrigo de dois regimes distintos, tanto ao de remuneração garantida através das tarifas *feed-in* faladas anteriormente, como ao geral, caracterizado pela venda de eletricidade produzida em mercados organizados ou a partir de contratos bilaterais. Para que o produtor possa usufruir destas tarifas, é necessária uma atribuição prévia de uma licença de produção e de uma licença de exploração, obtidas através de um concurso público que garanta uma reserva de capacidade de injeção na rede.

Concretamente, falando de energia eólica, as centrais que produzem a mesma foram alvo de alterações impostas com a entrada em vigor do DL nº 35/2013, o qual estipulou que, após o período de remuneração garantida, as centrais passam a ter a opção de beneficiar de uma tarifa imposta pelo Governo ou então de aderirem alternativamente a um de quatro distintos regimes remuneratórios, tendo em conta as especificidades das centrais, cujos períodos de adesão variam entre cinco ou sete anos.

2.2 Liberalização do Serviço Energético Nacional

A partir de 1990, o sector elétrico a nível mundial sofreu diversas alterações, assim como os vários segmentos que o constituem. Efetuou-se a liberalização de alguns desses segmentos, considerados então como potencialmente competitivos, e ainda a regulação de outros segmentos, considerados como monopólios naturais [20].

Em Portugal, o processo de liberalização do sector elétrico ocorreu de forma faseada entre 1995 e 2006, e a partir de 6 de Setembro de 2006 todos os consumidores passaram a poder escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica [21].

Esta liberalização e regulação de certos segmentos constituintes do sector elétrico, no caso de Portugal o Sistema Elétrico Nacional (SEN), deu origem a que no mesmo coexistissem dois mercados com características diferentes, denominados então de Mercado Liberalizado (ML) e Mercado Regulado (MR), respetivamente, sendo este último regulado por uma entidade administrativa independente, denominada Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [20].

Como se pode ver pela Figura 2.5, os principais elos da cadeia de valor do SEN são a produção, transporte, distribuição e comercialização da energia. A liberalização do SEN fez com que hoje o mesmo assente em três princípios [22]:

- Exercício das atividades de produção e comercialização em regime de liberdade de estabelecimento e de livre concorrência;
- Exercício das atividades de transporte e distribuição em regime de concessão de serviço público;
- Exercício da atividade de comercialização de último recurso mediante licença e obrigações de serviço público nacional.



Figura 2.5: Modelo estrutural do SEN [22]

A produção de eletricidade é uma atividade totalmente liberalizada e que funciona em regime de livre concorrência, mediante atribuição de licença. A produção pode ser exercida tanto em regime ordinário como em regime especial, sendo a primeira referente à produção a partir de fontes hídricas ou em centros electroprodutores que utilizam fontes de energia não renovável, como carvão e gás, enquanto que o último regime diz respeito à produção por recurso a fontes de energia renovável ou na cogeração, isto é, produção conjunta de eletricidade e vapor [21].

O transporte de eletricidade é uma atividade regulada, não liberalizada, tendo sido atribuída pelo Estado Português a respetiva concessão à Rede Elétrica Nacional (REN), além de que é feita através da Rede Nacional de Distribuição (RNT) em Alta e Muito Alta Tensão [21].

A distribuição de eletricidade difere caso seja feita através da Rede Nacional de Distribuição (RND), em média e alta tensão, ou através das Redes Municipais de Distribuição (RMD), em baixa tensão. No caso da RND, a atividade é regulada e exercida pela EDP Distribuição, enquanto que nas RMP a atividade é igualmente regulada e exercida ao abrigo de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e a EDP Distribuição [21].

A 19 de Dezembro de 2006, foi atribuída a licença de Comercializador de Último Recurso à sociedade anónima EDP Serviço Universal (EDP SU) [21]. Desta forma, em Portugal, qualquer consumidor tem a liberdade de escolher o seu fornecedor de energia elétrica de entre um variado leque de diversos comercializadores atuando em regime livre. A gestão do processo de mudança de comercializador cabe à EDP distribuição devido à sua operação nas RND [21].

2.3 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

A criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) resulta de um processo conjunto entre os Governos de Portugal e Espanha, para promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países, com o objetivo de dar um contributo significativo para o mercado de energia elétrica Ibérico, mas também, a nível europeu, dar um passo importante para a construção de Mercado Interno de Energia [23]. Os principais objetos traçados foram [24]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países;
- Estruturar o funcionamento do mercado liberalizado;
- Permitir o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade, transparência e objetividade;
- Construir um preço de referência único para toda a Península Ibérica;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector elétrico;

- Promover a livre concorrência entre as mesmas.

Os mercados organizados do MIBEL são geridos pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI), que tem dois polos. O polo espanhol OMIE é responsável pela gestão do mercado do mercado diário e intradiário, enquanto que o polo português OMIP fica encarregue da gestão dos mercados a prazo [25].

De relembrar ainda que, no MIBEL, as negociações são feitas num mercado comum, onde todos os agentes de mercado podem licitar, independentemente de estarem quer em Portugal ou Espanha. Neste mercado, as negociações são feitas de duas maneiras distintas, quer através de contratos bilaterais estabelecidos entre os diversos agentes de mercado sem o envolvimento de terceiros, chamado de mercado não-organizado, quer por participação no mercado organizado, como mostra a Figura 2.6 [26].

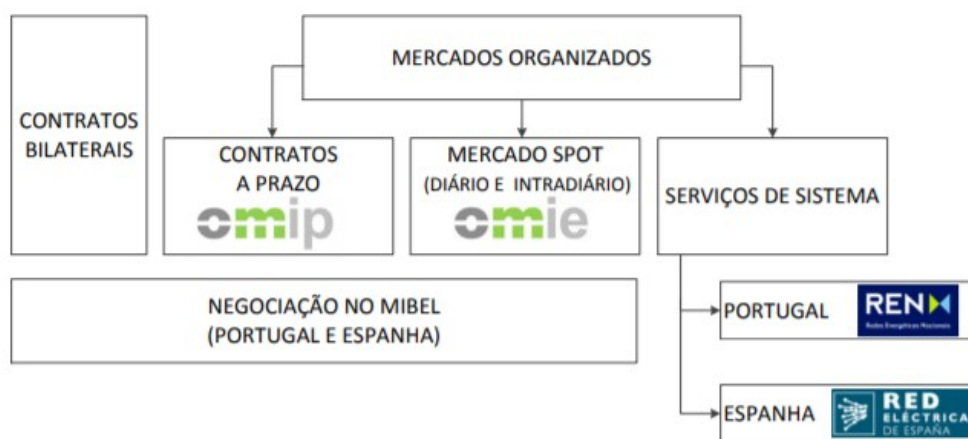


Figura 2.6: Estrutura de negociação de energia no MIBEL [26]

Nos mercados organizados podemos encontrar três tipos de mercados, sendo estes os mercados a prazo, onde a negociação é feita num horizonte de semanas, meses e até anos, o mercado em bolsa, que engloba o diário e o intradiário, onde a energia é transacionada para o dia seguinte ou para as horas seguintes, respetivamente, e ainda os mercados de serviços de sistema [26].

Os mercados de serviços de sistema têm a particularidade de serem geridos independentemente em cada um dos países, ao contrário dos outros três mercados, sendo o Gestor Global de Sistema (GGS) encarregue de assumir as funções de operador desse mercado. Em Portugal, tais funções estão encarregues à Redes Energéticas Nacionais (REN) e em Espanha à *Red Eléctrica de España* (REE) [26].

2.4 Modelos de Mercado

2.4.1 Mercado Diário

O mercado diário (do MIBEL) é uma plataforma onde ocorrem as transações de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação, sendo definido o preço da energia para cada uma das 24 horas de cada um dos 365 ou 366 dias do ano.

O mercado funciona através do cruzamento das curvas da oferta e da procura dos diversos agentes de mercado, originando um ponto de equilíbrio, que define o preço e a quantidade de energia a ser comercializada [4]. A Figura 2.7 ilustra este processo.

A curva de oferta é definida através da ordenação das ofertas de venda por ordem crescente do preço, enquanto que na curva de procura se ordenam as ofertas de compra de forma decrescente do preço. O ponto de equilíbrio corresponde ao preço mínimo que garanta que a oferta satisfaz a procura [4].

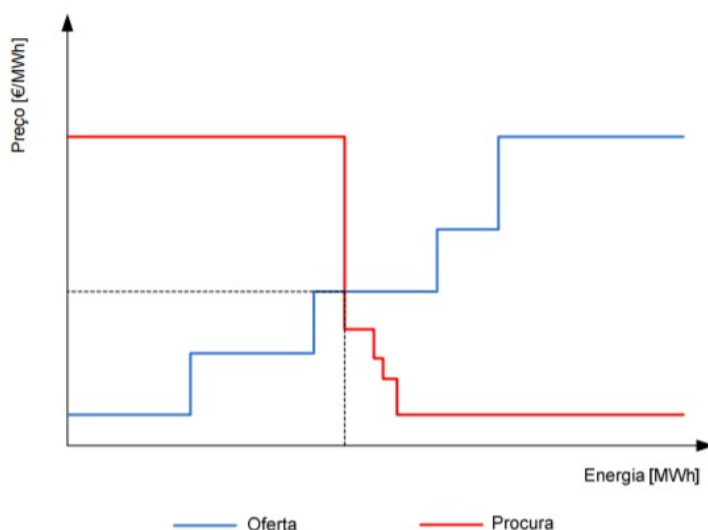


Figura 2.7: Preço e quantidade de energia estabelecido através do cruzamento das curvas de procura e oferta [27]

Por vezes, os fluxos transfronteiriços de energia resultantes do cruzamento de ofertas podem exceder a capacidade de interligação comercialmente disponível entre Portugal e Espanha, e, como tal, sempre que esta situação ocorre, recorre-se ao processo de separação de mercados, isto é, separam-se as duas áreas de mercado correspondentes aos dois países e encontra-se um preço específico para cada uma das áreas [4].

A Figura 2.8 apresenta um gráfico dos preços por hora e correspondentes quantidades de energia transacionadas no mercado diário do MIBEL, onde nas horas de programação 3, 4, 13, 14, 15, 16, 17, 23 e 24 ocorre separação de mercados.

Diversas transações de energia que ocorrem no mercado diário são feitas com base em previsões, que podem não corresponder por completo à quantidade de energia que realmente se irá produzir, sendo importante considerar um mercado complementar ao

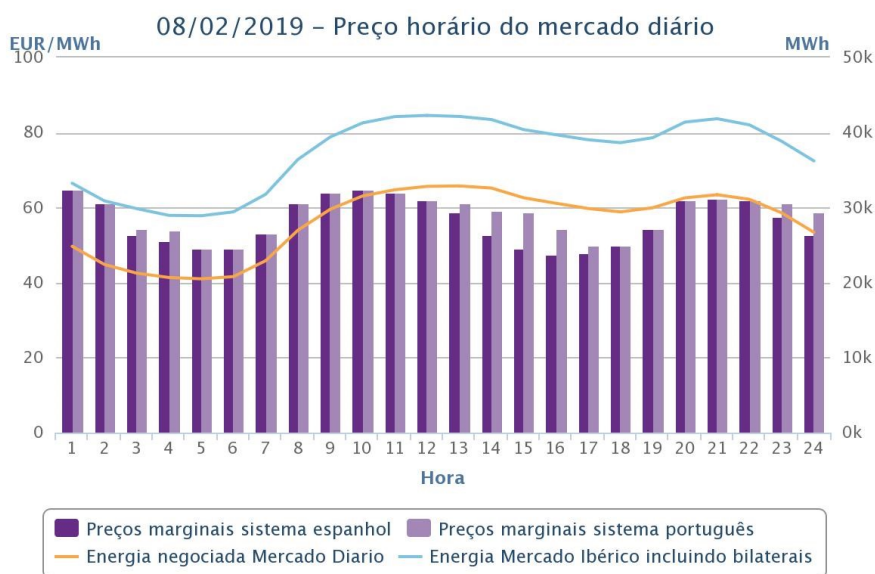


Figura 2.8: Preço horário do mercado diário do MIBEL e correspondente quantidade de energia transacionada, para o dia 08/02/2019 [28]

mercado diário, chamado mercado intradiário, que permita efetuar ajustes às quantidades acordadas no mercado diário.

2.4.2 Mercado Intradiário

O mercado intradiário é uma plataforma que serve de compensação ao mercado diário, onde se vai transacionar energia elétrica com o intuito de ajustar as quantidades acordadas no mercado diário. No caso do MIBEL, existem seis sessões diárias de negociação, cada uma abrangendo diferentes períodos horários dentro de um dia, onde se vai transacionar energia de acordo com as seguintes normas [4, 29]:

- A primeira sessão tem abertura às 17:00h, encerra às 18:50h, e define o preço para as quatro últimas horas do dia da negociação (20:00h – 24:00h) e para as vinte e quatro horas do dia seguinte;
- A segunda sessão tem abertura às 21:00h, encerra às 21:50h, e define o preço para as vinte e quatro horas do dia seguinte ao da negociação;
- A terceira sessão tem abertura às 01:00h, encerra às 01:50h, e define o preço para as vinte horas compreendidas entre a hora cinco e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação;
- A quarta sessão tem abertura às 04:00h, encerra às 04:50h, e define o preço para as dezassete horas compreendidas entre a hora oito e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação;

- A quinta sessão tem abertura às 08:00h, encerra às 08:50h, e define o preço para as treze horas compreendidas entre a hora doze e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação;
- A sexta sessão tem abertura às 12:00h, encerra às 12:50h, e define o preço para as nove horas compreendidas entre a hora dezasseis e a hora vinte e quatro do dia seguinte ao da negociação;



Figura 2.9: Diferentes sessões do mercado intradiário [4]

Os agentes de mercado elegíveis para participar neste mercado são aqueles que tenham participado no mercado diário correspondente [4].

2.4.3 Mercado a Prazo

O mercado a prazo caracteriza-se por oferecer instrumentos de gestão de risco através de derivados, cuja coordenação é responsabilidade da OMIP. Estes instrumentos variam consoante as necessidades dos diferentes agentes [30].

Atualmente, os diferentes instrumentos que a OMIP disponibiliza são os seguintes [30]:

- **Contratos Futuro** - contrato de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, com preço e volume de energia transacionada definido, onde o comprador se compromete a adquirir a quantidade de energia acordada no período temporal definido no contrato, assim como o vendedor se compromete também a colocar à venda essa mesma quantidade de energia. O preço determina-se no momento da transação. Estes contratos têm liquidações diárias entre o preço acordado na transação e o preço no mercado, e estas liquidações vão ser entregues à câmara de compensação (pois não existe interação direta entre o comprador e o vendedor), que também tem a função de liquidar o contrato na data ou período de entrega.
- **Contratos Foward** – contrato semelhante aos contratos futuro, com a diferença de não existirem liquidações diárias das margens durante o período de negociação,

sendo estas liquidadas integralmente nos dias de entrega física ou financeira. As liquidações estão também a cargo da câmara de compensação.

- Contratos SWAP – contrato padronizado, no qual se faz uma troca de uma posição em preço variável por uma em preço fixo, ou vice-versa, com o intuito de gerir ou tomar risco financeiro, logo não existe a entrega do produto subjacente, mas sim a liquidação das margens correspondentes. Nesta categoria enquadram-se também os contratos por diferenças, onde já poderá haver a troca do produto adjacente.

Atualmente, no OMIP, os contratos futuro são os mais comuns, sendo considerados dois tipos diferentes: Base e Pico, ou *Baseload* e *Peakload*, respetivamente. O *Baseload* oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período horário, enquanto que o *Peakload* oferece essa mesma quantidade de energia somente para as dezasseis horas de pico, equivalentes às horas compreendidas entre a hora 9 e hora 24 dos dias úteis [30].

Por norma, o referencial de preços para a liquidação dos contratos corresponde ao preço do mercado em bolsa. Salienta-se a existência de contratos físicos e financeiros. No primeiro caso, a liquidação corresponde à entrega física da eletricidade através da sua oferta no mercado diário. No segundo, existe apenas uma liquidação financeira das posições vendedoras e compradoras [30].

A negociação no mercado a prazo pode ainda ocorrer de duas maneiras diferentes, nomeadamente em contínuo, onde vai ocorrer dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação, e em leilão, que se caracteriza por sessões de leilão nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigação de compra para os Comercializadores de Último Recurso (CUR) Ibéricos [30].

Os agentes autorizados a participar no mercado a prazo são todos os intermediários financeiros com capacidade e competência de negociação e recursos financeiros suficientes para acarretarem os custos que irão ter os produtores em regime ordinário, bem como os comercializadores e ainda todos os outros agentes do sector elétrico [30].

2.4.4 Mercado Não-Organizado (Contratos Bilaterais)

O mercado de contratação bilateral surgiu devido ao facto do preço de energia poder sofrer oscilações elevadas num curto espaço de tempo. Os contratos são celebrados diretamente entre o comprador e o vendedor, sem haver influência de terceiros, em que estes discutem por completo os preços, termos e condições. Portanto, ao contrário dos mercados organizados, os agentes envolvidos podem negociar os diversos termos e condições dos contratos [31].

Antes de o contrato ser finalizado, é necessário comunicar ao operador de sistema se a quantidade de energia transacionada não excede a capacidade de transporte máxima da rede [31].

2.4.5 Mercado de Serviços de Sistema

Como os sistemas de energia elétrica funcionam em corrente alternada, a frequência e a tensão teoricamente têm de ser constantes e como o armazenamento de energia é um procedimento bastante dispendioso, especialmente para grandes quantidades, a solução passa por tentar igualar ao máximo o consumo e a geração a cada instante de cada dia do ano.

Como já visto anteriormente, as transações de energia no mercado diário são feitas com base em previsões feitas para o consumo e produção, mas o valor real de energia que se irá consumir nunca corresponde por completo ao valor das previsões, sendo essa a diferença que fará com que haja flutuações na frequência da rede.

Atualmente, os Serviços de Sistema são de dois tipos, obrigatório e voluntário. Os do tipo obrigatório não são remunerados e caracterizam-se pela regulação da frequência, para manter a estabilidade do sistema em termos de equilíbrio entre produção e consumo de potência ativa, e regulação da tensão, dependente dos trânsitos de energia reativa [5]. Existe ainda o procedimento *blackstart* que consiste na reposição do serviço da rede a partir do zero depois de a mesma ter entrado em colapso total (blackout) ou parcial.

O outro tipo de Serviços de Sistema são os serviços voluntários, constituídos pela regulação secundária e terciária de frequência, associadas ao arranque autónomo, sendo remunerados em bolsa ou nos contratos bilaterais físicos [32].

O valor de frequência da rede deve ser mantido dentro de uma gama de $\pm 0,1\%$ do valor nominal, que na Europa é de 50Hz e no Brasil e Estados Unidos de 60Hz, enquanto que o valor para a tensão numa gama de $\pm 0,5\%$ do valor nominal [5].

2.4.5.1 Reservas para regulação frequência-potência

Como já foi dito anteriormente, a frequência da rede tem de se manter o mais constante possível do seu valor nominal de 50 Hz, para garantir o bom funcionamento e segurança da rede elétrica. Tal é possível ao se manter o equilíbrio entre o consumo e a geração de potência ativa a cada instante durante o dia, pois caso o consumo supere a geração, a frequência da rede tende a descer, e caso contrário a frequência tender a subir, sendo esse equilíbrio conseguido ao se variar automaticamente a potência dos geradores para baixar ou subir a potência gerada a cada instante.

Os serviços de regulação não remunerados são de carácter obrigatório e impostos, no contexto europeu, pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators*), entidade que agrega todos os *Transmission System Operators* (TSO) na União Europeia e outras redes conectadas, responsável pela monitorização da frequência da rede elétrica europeia e que define os critérios referentes aos serviços de sistema, tais como a definição dos variados tipos de reserva existentes, sequência em que são ativadas, o seu tempo de resposta e ainda a sua localização [20].

O GSS de cada país, REN em Portugal e REE em Espanha, é responsável por garantir os valores de reserva de potência para estes serviços em conformidade com os valores

estabelecidos pela ENTSO-E e com a legislação portuguesa.

Para se manter a estabilidade do sistema a todo o instante tem de se verificar a condição dada pela seguinte expressão:

$$\sum R_s - \sum R_b = \sum D_d - \sum D_e \quad (2.1)$$

Onde:

- R_s – Regulação a subir [MWh];
- R_b – Regulação a baixar [MWh];
- D_d – Desvio por defeito [MWh];
- D_e – Desvio por excesso [MWh];

Os desvios por excesso dizem respeito às situações em que as produções são superiores ou os consumos são inferiores ao programado, enquanto que os desvios por defeito são consequência de produções inferiores ou consumos superiores ao programado.

No que diz respeito às regulações, a reserva de regulação a subir disponível de cada grupo diz respeito à diferença entre o limite de produção máxima a que a unidade física está sujeita e o valor de potência contratada nos mercados organizados, podendo também ser considerada como uma compra de energia elétrica por parte do GGS, enquanto que a reserva de regulação a descer disponível diz respeito à diferença entre o valor de potência contratada nos mercados organizados e o limite de produção mínima a que a unidade física está sujeita, podendo também ser considerada, desta vez, como uma venda de energia elétrica por parte do GGS.

O controlo de potência e frequência encontra-se dividido em três níveis diferentes de controlo de reserva de potência do sistema, seguindo uma hierarquia. Esses três níveis correspondem à reserva primária, reserva secundária e reserva terciária, e a atuação das mesmas segue uma sequência de ativação segundo a função a que se destinam, estando todas disponíveis tanto para as regulações a subir como para as regulações a descer.

As funções das reservas estão definidas como as seguintes: as reservas primária e secundária estão encarregues de limitar o valor da frequência de rede e repô-lo no seu valor nominal, a reserva secundária tem ainda a função de repor o nível de reserva primária para o valor anterior à perturbação que provocou a sua ativação, e por fim a reserva terciária tem somente a função de repor os níveis de ambas reservas, primária e secundária, para valores anteriores à perturbação [26].

A sequência de ativação e as interações entre as reservas podem ser vistas no esquema da Figura 2.10:

A reserva primária é a primeira a ser ativada aquando da ocorrência de um desequilíbrio que provoque um desvio na frequência maior do que o permitido, e como resposta automática, as unidades de produção vão modificar o ritmo a que estão a produzir energia para limitar o desvio de frequência em poucos segundos.

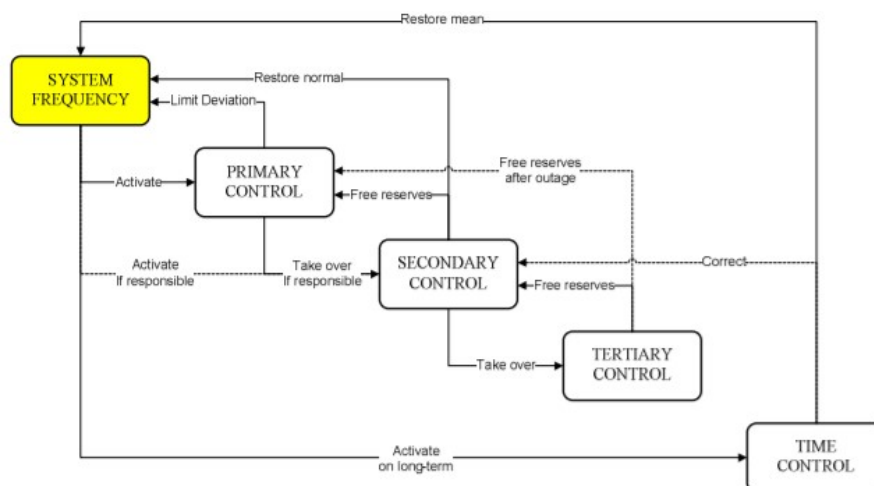


Figura 2.10: Esquema de ativação do controle de frequência a partir da frequência do sistema [33]

Normalmente a ativação somente da reserva primária não é suficiente para restaurar a frequência para o seu valor nominal, e, como tal, trinta segundos após a ação da mesma é ativada a reserva secundária que, como já dito anteriormente, vai repor o valor nominal da frequência assim como repor o nível da reserva primária para o valor anterior à ocorrência da perturbação, ações que podem durar até quinze minutos.

Caso a ação da reserva primária e da reserva secundária não sejam suficientes para repor o valor nominal da frequência e repor os níveis das reservas que o necessitem, o que é capaz de acontecer caso o incidente registado seja de grandes dimensões, é ativada a reserva terciária, cuja função se destina a complementar a ação da reserva secundária bem como repor a mesma aos níveis estabelecidos anteriormente à ocorrência de tal incidente.

A ativação da reserva terciária pode ser feita através de duas formas, automaticamente ou manualmente, sendo a reserva ativada automaticamente quando se trata de complementar a ação da reserva secundária na reposição da frequência da rede, e manualmente para repor os valores da reserva secundária aos anteriores antes da ocorrência do incidente.

Na Figura 2.11 pode-se ver no horizonte temporal a ativação de cada uma das três reservas na ocorrência de um desvio de frequência, com o pormenor de também estarem representados os dois tipos de ativação da reserva terciária.

Reserva primária

A ativação da reserva primária caracteriza-se pela manutenção da velocidade da turbina do gerador aquando da ocorrência de um desvio de frequência do sistema elétrico, com o propósito de ajustar a potência do grupo gerador. A variação de potência gerada deverá realizar-se, no máximo, em quinze segundos, caso as perturbações provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e de forma linear entre quinze e trinta segundos

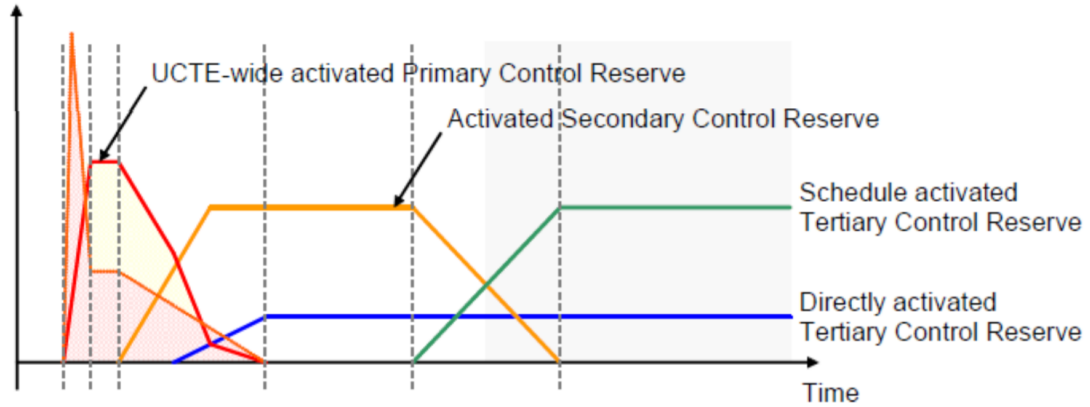


Figura 2.11: Ativação no plano temporal das reservas de regulação de frequência após uma perturbação na rede [34]

caso os desvios forem entre 100 e 200 mHz [35].

De referir, mais uma vez, que a regulação através da reserva primária é um serviço obrigatório e não remunerado, tanto em Portugal como em Espanha, sendo em Portugal obrigatório para todos os produtores vinculados e não vinculados com potência aparente instalada superior a 10 MVA [32].

Na Figura 2.12 pode-se ver como a regulação primária funciona, com o diagrama a demonstrar como é que a velocidade da turbina é regulada de forma a que produza a quantidade de energia necessária para que a rede fique com frequência igual ao valor de referência.

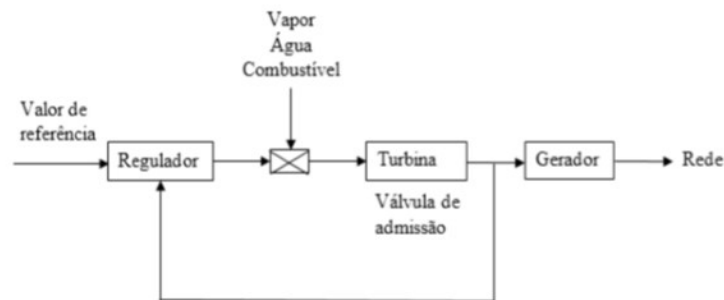


Figura 2.12: Diagrama esquemático do sistema de regulação primária de velocidade [20]

Os sistemas interligados vão colaborar em conjunto na reserva de regulação primária em função de um coeficiente de partilha, isto é, para cada sistema vai-se exigir, num ano concreto, a reserva de regulação primária determinada pela seguinte expressão [36]:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \quad (2.2)$$

Onde:

- RP – Reserva de regulação primária exigida [MW];
- RP_T – Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado;
- E – Energia produzida no ano anterior pelo SEN (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação);
- E_T – Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;

Para o conjunto do sistema europeu interligado, RP_T deve ser ativada na sua totalidade na ocorrência de desvios quase-estacionários de frequência da rede iguais ou superiores a 200 mHz [36].

A reserva primária deve ser ativada nos seguintes intervalos [36]:

- Antes dos quinze segundos para perturbações inferiores a 1500 MW;
- Variar de forma linear entre quinze e trinta segundos para perturbações com valor entre 1500 e 3000 MW, valores de potência referentes à rede síncrona ENTSO-E.

Reserva secundária

A reserva de regulação secundária tem como principal objetivo manter o equilíbrio entre a geração e consumo dentro de uma determinada área de controlo, como um país, manter e repor a frequência da rede no seu valor nominal e manter as trocas entre redes interligadas nos valores programados.

Como dito, trata-se de um controlo por áreas e consiste em grupos de telerregulação, cuja regulação é feita através da ação do regulador central automático sobre os grupos, reservas girantes, assegurada através de grupos que se encontram em serviço mas não em telerregulação, e por fim reservas rápidas, constituídas por grupos hídricos e térmicos que possam ser mobilizados num período inferior a dez minutos [32].

De referir também que a reserva de regulação secundária é um serviço remunerado e obrigatório para os produtores vinculados, e um serviço voluntário para produtores não-vinculados, sendo apenas fornecido se existir um acordo realizado sob a forma de contratos bilaterais [32].

Como se trata de um serviço obrigatório, as ofertas no mercado para esta regulação são mandatárias para todas as unidades que se encontrem habilitadas e disponíveis para o seu fornecimento. Tais ofertas devem indicar, por unidade e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, a banda de regulação discriminada por sentido de regulação

em MW, isto é regulação a subir ou regulação a baixar e, ainda, o seu respetivo preço unitário de banda em €/MW [37].

A reserva de regulação secundária é determinada pela ENTSO-E em proporção com o valor máximo de consumo previsto na região [38]:

$$RS = \sqrt{(a \times L_{Mx}) + b^2} - b \quad (2.3)$$

Onde:

- RS – Reserva de regulação secundária necessária [MW];
- L_{Mx} – Valor máximo de consumo previsto na região [MW];
- a – Coeficiente empírico com o valor de 10 MW;
- b – Coeficiente empírico com o valor de 150 MW;

A GGS de cada país estabelecerá e comunicará a todos os agentes de mercado, antes das 13:00h de cada dia, a reserva de regulação secundária necessária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, indicando, para além do valor da reserva de regulação a subir e a baixar, o valor mínimo e máximo da banda de regulação total secundária a ser oferecida por oferta, no bloco de oferta com preço mais baixo [36].

A comunicação das ofertas, para cada período de programação e por unidade física habilitada e disponível, deverá ocorrer entre as 18:00h e as 18:45h, respeitando por oferta [36]:

- O rácio entre a banda de regulação secundária a subir e a baixar estabelecido pela GGS com uma tolerância de 5%, definido que a banda de regulação secundária a descer é igual a metade do valor da banda de regulação secundária a subir;
- A banda de regulação secundária mínima estabelecida pela GGS a oferecer no bloco com preço mais baixo;
- Os limites técnicos da unidade física.

Após o encerramento do período para a recolha de ofertas, a GGS contratará a banda de regulação secundária associada às ofertas que, em conjunto, representem um menor encargo para o sistema, indicando [39]:

- O momento em que o início da mobilização deve ocorrer;
- O momento em que deve ser fornecida a potência requerida;

- A potência necessária por Área de Balanço (conjunto de unidades de geração de bombagem que pertencem ao mesmo agente de mercado e que estão interligadas na mesma área da rede onde se agregam os desvios de produção) e por instalação;
- A Área de Balanço mobilizada e a repartição por instalação.

Reserva terciária

Caso o incidente que provoque o desvio de frequência da rede seja de tal forma significativo que a reserva secundária não consiga corrigir, é ativada a reserva terciária.

A reserva terciária é usada principalmente para libertar as reservas de regulação secundária numa situação de equilíbrio na rede, situação na qual a ativação da reserva é manual, mas também pode ser usada para complementar a atuação da reserva secundária, trabalhando as duas em simultâneo, ajudando assim a restaurar o valor de frequência nominal na rede. Nesta última situação, a ativação da reserva terciária é feita automaticamente. A reserva terciária, tal como a secundária, é um serviço remunerado.

Todas as unidades de produção disponíveis estão obrigadas às necessidades de reserva terciária, sendo assim obrigadas a apresentar ofertas de toda a sua reserva terciária disponível, tanto para subir como para descer, para cada um dos períodos horários do dia seguinte [32].

O GGS define a reserva terciária mínima a subir, em cada período de programação, como a perda máxima de produção resultante de consequência direta de uma falha dum elemento do SEN, aumentada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista [36].

Traduzindo para uma forma matemática, obtém-se a seguinte expressão:

$$RTS_h = PP_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (2.4)$$

Onde:

- RTS_h – Reserva terciária mínima a subir na hora h [MW];
- PP_h – Perda de produção máxima associada a uma falha na hora h [MW];
- C_h – Consumo previsto para a hora h [MW];
- E_h – Potência eólica prevista para a hora h [MW];

No caso da reserva terciária mínima a baixar, a definição da mesma dada pelo GSS é igual à da reserva terciária mínima a subir, com a única diferença que se toma como referência a perda máxima de bombagem resultante de consequência direta de uma falha dum elemento do SEN [36]. Logo, em termos matemáticos, a reserva terciária mínima a baixar toma a seguinte fórmula:

$$RTB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (2.5)$$

Onde:

- RTB_h – Reserva terciária mínima a baixar na hora h [MW];
- PB_h – Perda de bombagem máxima associada a uma falha na hora h [MW];
- C_h – Consumo previsto para a hora h [MW];
- E_h – Potência eólica prevista para a hora h [MW];

Os agentes de mercado deverão colocar à disposição da GGS as ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a baixar imediatamente após a publicação dos resultados do mercado da banda de regulação secundária até às 20:00h do dia anterior indicado na oferta. Além disso, os agentes de mercado, correspondentes a áreas de balanço constituídas por instalações de produção ou instalações de consumo para bombagem, deverão oferecer, para cada período de programação, a totalidade da sua reserva de regulação disponível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente, em €/MWh [36].

2.5 Sistemas Multi-Agente e Simulador MATREM

2.5.1 Sistemas Multi-Agente

Os sistemas multi-agente (SMA) caracterizam-se por possuírem diversos agentes com comportamento individual, interagindo entre si com o propósito de facilitar a resolução de problemas. O facto de cada agente apresentar um comportamento distinto ao dos restantes, faz com que haja diferentes formas de decidir em cada momento [7].

2.5.2 JADE

O *Java Agent Development Framework* (JADE) é uma plataforma computacional implementada com auxílio à linguagem JAVA, e caracteriza-se por ser uma plataforma *open-source*, isto é, o código fonte é disponibilizado. É uma plataforma suportada por vários sistemas operativos, executável em diversas máquinas, e que permite a mobilidade de agentes. É controlada com recurso a uma interface gráfica, sendo favorável ao desenvolvimento de agentes computacionais relativos ao mercado de energia.

O JADE possibilita ainda o desenvolvimento de aplicações multi-agente respeitando as especificações da *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA). As especificações FIPA necessárias aos agentes para que estes comuniquem e troquem informações entre si são as seguintes [40]:

- Um serviço de nomes, onde o nome de um agente é usado para indicar a sua localização;
- Um serviço de páginas amarelas, onde um agente é capaz de procurar outros agentes através do serviço que prestam;
- Aspectos extra-agente, isto é, todos os aspectos não característicos aos agentes têm de estar descritos, como o transporte ou a codificação e interpretação de mensagens.

2.5.3 Simulador Multi-Agente de Mercados de Energia: MATREM

O sistema MATREM (*Multi-Agent Trading in Electricity Markets*) permite simular o mercado de energia elétrica e vai ser utilizado na presente dissertação. O simulador foi implementado através da plataforma computacional JADE, com recurso à linguagem JAVA, e desenvolvido no âmbito do projeto MAN-REM (*Multi-agent Negotiation and Risk Management in Electricity Markets*). Possui uma interface gráfica escrita em inglês, que é essencial para a interação com o utilizador.

Avanços recentes no desenvolvimento da ferramenta permitiram à mesma ter funcionalidades de mercado de reserva secundária e terciária, a juntar aos mercados diário e intradiário e de contratação bilateral que estavam já desenvolvidos. A ferramenta disponibiliza quatro tipos diferentes de agentes que participam nos mercados referidos anteriormente [6]:

- Produtores (GenCos): estes agentes representam as centrais elétricas que estão encarregues de produzir a energia. Têm como objetivo maximizar o lucro pela venda de energia através de mercados organizados, ou diretamente aos retalhistas e consumidores através de contratos bilaterais;
- Retalhistas (RetailCos): os agentes retalhistas não têm quaisquer unidades de produção e, como tal, precisam de comprar toda a energia elétrica nos mercados organizados, que depois providenciarão aos seus clientes que prefiram comprar energia aos retalhistas em vez de comprarem diretamente no mercado. Podem também relacionar-se diretamente com consumidores através de agregadores. O objetivo dos retalhistas é maximizar o lucro conseguido através da venda de energia aos seus clientes. Como os clientes podem mudar de retalhista, estes tentam comprar energia ao preço mais baixo possível para que, desta forma, possam providenciar aos clientes energia a um preço mais barato;
- Agregadores: agentes que combinam grupos de consumidores com o intuito de comprar grandes quantidades de energia a melhores preços, preços esses que seriam mais altos, caso a energia fosse comprada em separado e não em grupo;
- Consumidores: se forem agentes grandes consumidores, podem tomar uma posição ativa no mercado. Este tipo de consumidores tem como objetivo principal maximizar o aproveitamento conseguido através do uso da energia adquirida. Por outro

lado, os pequenos consumidores tendem a comprar energia elétrica a retalhistas ou negociar com retalhistas através de agregadores.

Além dos quatro tipos de agentes que participam no mercado, o MATREM disponibiliza também mais dois tipos de agentes que coordenam todos os mercados, sendo eles o operador de mercado (MO) e o operador de sistema (SO).

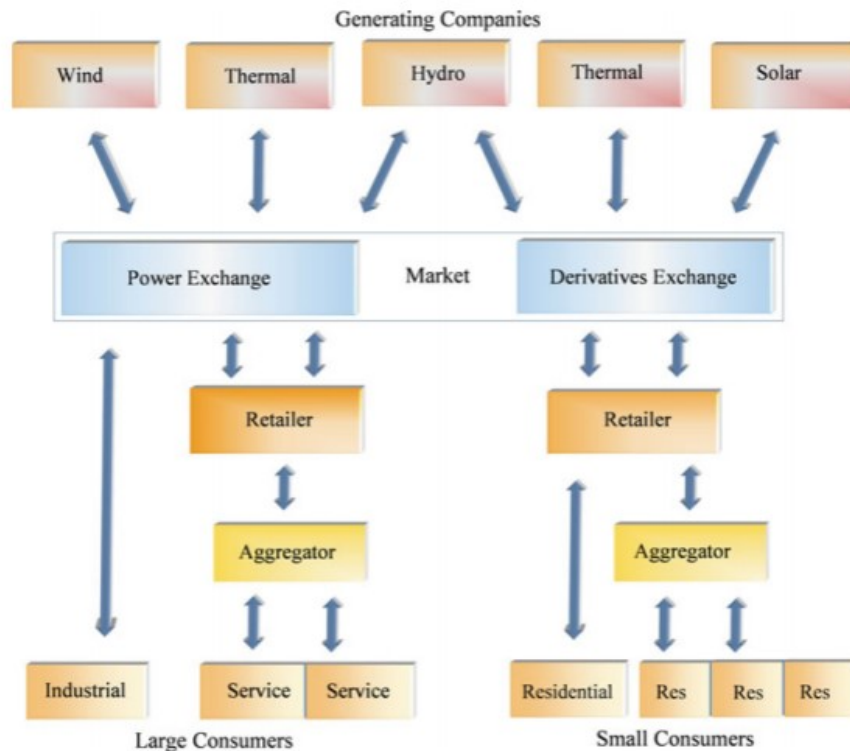


Figura 2.13: Interações entre os diversos agentes de mercado do MATREM [6]

Quanto à interface do simulador, demonstrada na Figura 2.14, no canto superior esquerdo encontram-se várias opções: Agents, Markets, Participants e Simulation.

O menu *Agents* permite o carregamento de variados tipos de agentes já pré-definidos, ou a criação de um novo, através da introdução de dados referentes ao agente, como o nome, morada, contacto telefónico e e-mail.

O menu *Markets* permite seleccionar o modelo de mercado a utilizar, onde existem diversas opções disponíveis referentes ao mercado não-organizado de contratação bilateral, mercado em bolsa e mercado de serviços de sistema.

O menu *Participants* permite ao utilizador adicionar as unidades físicas que pretende dos agentes já carregados/criados a participar no modelo de mercado escolhido anteriormente, tais como unidades de energia térmica, hídrica ou eólica, podendo também o utilizador definir a estratégia que pretende para definir as ofertas.

O menu *Simulation* tem como função simular o modelo de mercado escolhido.

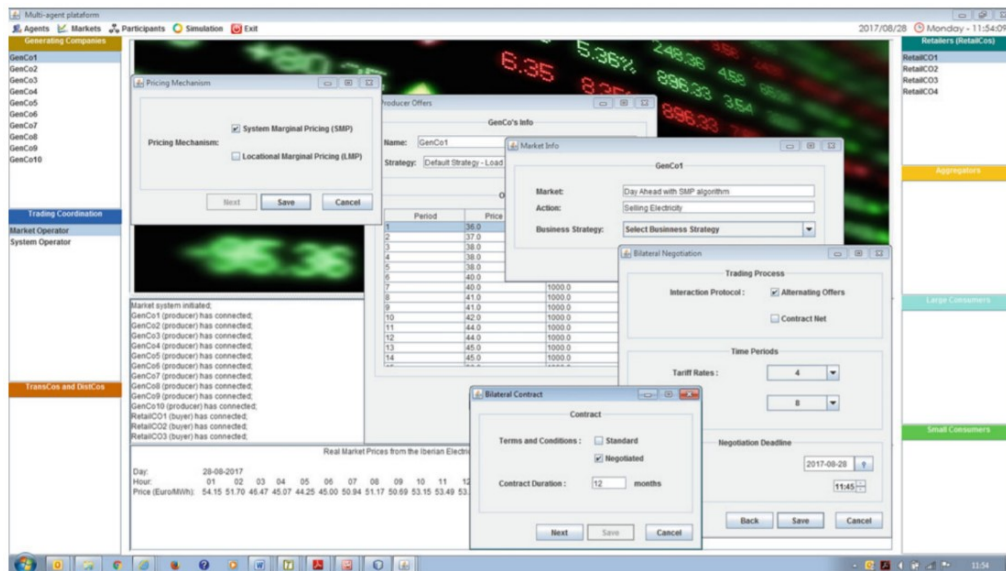


Figura 2.14: Interface do simulador MATREM [6, 41]

CASO DE ESTUDO

3.1 Introdução

Os mercados de energia elétrica têm-se tornado cada vez mais complexos, em grande parte devido ao crescente número de tipos de agentes participantes e consequentemente no aumento de ofertas de compra e venda de energia a variados preços, o que faz com que seja difícil de prever qual será a produção de energia a uma determinada hora do dia seguinte. Como já foi explicado no capítulo anterior, as transações de energia no mercado diário são feitas com base nessas previsões, tanto para a produção como para o consumo, que irão sempre ser diferentes aos valores realmente produzidos e consumidos. Estas diferenças (ou desvios) podem resultar em flutuações na frequência da rede, o que tem um aspecto prejudicial para o bem-estar da rede elétrica.

Uma das maneiras de ajustar esses desvios é através da licitação no mercado intradiário, licitação essa que pode ser feita de diversas maneiras, por haver mais de que uma sessão onde é possível realizar a oferta de energia, tendo cada sessão o seu próprio espaço temporal definido. O objetivo do caso de estudo vai assentar principalmente na participação de um grupo de produtores eólicos portugueses neste mercado, definindo primeiro qual a melhor estratégia de licitação que leva à maior redução possível dos desvios entre a produção e o consumo. Vai-se, ainda, aferir de um ponto de vista económico, se tal participação é viável para o grupo de produtores, pois como a energia renovável tem um custo marginal quase nulo, a introdução deste tipo de energia no mercado intradiário vai fazer com que os preços de mercado em cada hora baixem.

Tanto na simulação do mercado diário como do mercado intradiário vão-se definir diversos agentes, tanto compradores como vendedores, assim como as suas ofertas de compra e de venda respectivamente, com base em dados reais obtidos através de diagramas do centro de informação da REN e da plataforma do OMIE. Em adição a estes dois mercados, ir-se-á também simular o mercado de reservas terciário.

Para o desenvolvimento do caso de estudo, ir-se-á utilizar a ferramenta de simulação MATREM disponibilizada pelo LNEG. Foram também disponibilizados dados referentes às previsões de produção para cada hora de cada sessão do mercado intradiário, que irão servir para definir qual a melhor estratégia de licitação a adoptar, e ainda dados relativos à previsão da produção necessária para a licitação no mercado diário.

De referir também que o caso de estudo assenta na análise de trinta e um dias, distribuídos pelos anos de 2009 e 2010, que foram escolhidos e já disponibilizados consoante a sua representatividade em relação ao espectro total de amostras dos dois anos em causa. Desta maneira conseguiu-se fazer uma análise para dias com diversas características distintas, chegando-se a resultados para praticamente qualquer possível tipo de dia e suas características climáticas durante as vinte e quatro horas que o constitui.

3.2 Agentes Produtores de Energia

Para que os resultados simulados sejam o mais realista possível, os agentes a criar vão-se basear em grupos de produção tendo em conta as licitações reais efetuadas no mercado no ano de 2010, tanto em Portugal como em Espanha. Tendo em conta que o número de licitações é muito elevado, resolveu-se agrupar as diferentes licitações em agentes específicos, evitando deste modo uma complexidade computacional desnecessária (e inerente a um número muito elevado de agentes). A Tabela 3.1 representa o perfil típico de geração em Portugal e Espanha no final do ano de 2010.

Tabela 3.1: Perfil de geração de Portugal e Espanha [42]

País	Tipo	Capacidade Máxima [MW]	Custo Marginal [€/MWh]
Portugal	Eólica	2500	0
Portugal	Mix Renovável	2000	0
Portugal	Hídrica e Bombagem	4500	[30;60]
Portugal	Térmica	6800	[30;70]
Espanha	Eólica e Mix Renovável	30000	0
Espanha	Hídrica e Bombagem	16500	[30;60]
Espanha	Térmica	34500	[30;70]

Traçado o perfil de geração dos dois países em questão, foi necessário definir o preço praticado no mercado por cada perfil para uma atribuição correta e mais próxima da realidade das ofertas de venda. Tal foi possível, seguindo a lógica presente na Figura 3.1, relativo ao relatório da ERSE.

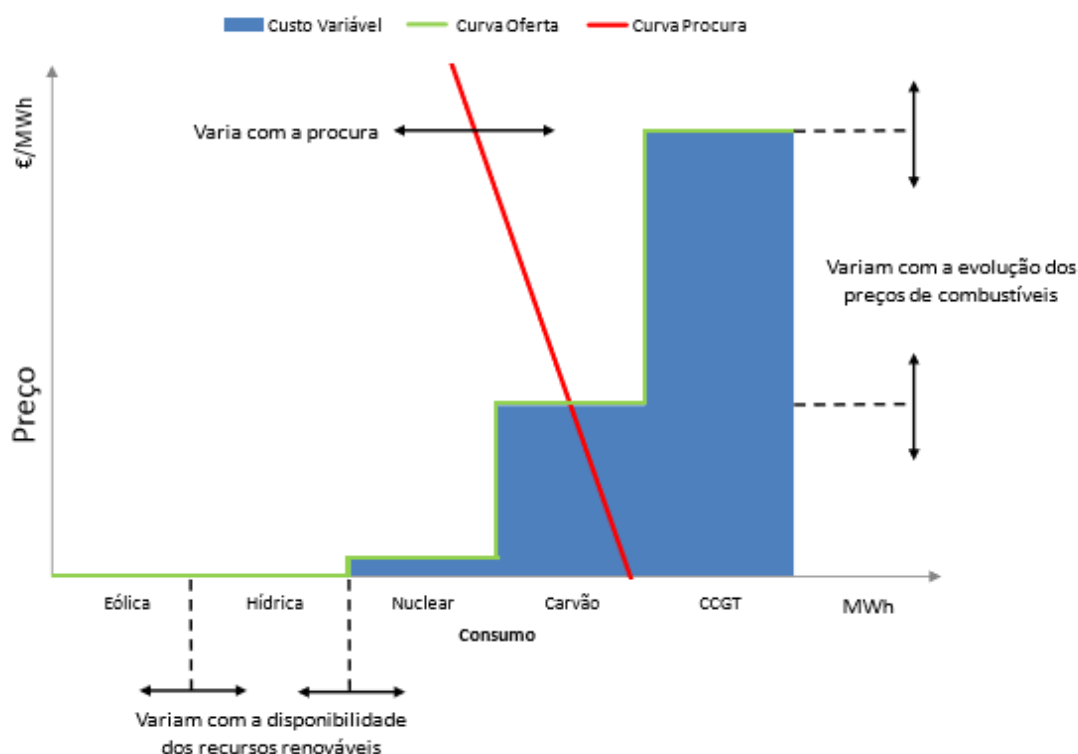


Figura 3.1: Curva da oferta e formação de preço [43]

Como foi dito, ir-se-á definir diversos agentes de produção consoante o tipo de tecnologia que representam, e que, por questões de simplificação, irão englobar várias unidades físicas produtoras participantes no mercado Ibérico que possuem o mesmo tipo de tecnologia. De referir ainda que vão existir unidades produtoras que apresentam ofertas constantes de energia para cada hora, enquanto que outras unidades vão possuir ofertas de energia que variam em cada hora. Tal é constatado na tabela 3.2, que mostra todas as unidades físicas participantes no caso de estudo.

Na Tabela 3.2 é possível verificar as unidades produtoras com potência licitada variável referidas anteriormente. Acerca destas unidades:

- A unidade física EOLICA_PT representa a potência total instalada em Portugal;
- A unidade física MIX_PT representa as restantes fontes de geração renovável em Portugal;
- A unidade física TH3_ESP representa a geração de origem nuclear em Espanha;
- A unidade física TMIX_ESP representa o total de geração de origem renovável em Espanha;

Tabela 3.2: Unidades físicas participantes

Unidade Física	País	Tipo	Potência Máxima (MW)	Potência Licitada (MW)	Preço Licitado (€/MW)
AGUIEI	PT	Hídrica	200,0	159,0	45,5
ALINDO	PT	Hídrica	530,0	500,0	52,1
ALQUEII	PT	Hídrica	254,0	220,0	51,6
ARABAGB	PT	Bombagem	250,0	237,0	44,6
BASBJ	PT	Hídrica	406,2	400,0	50,2
BASBM	PT	Hídrica	156,0	138,0	51,5
BEMPOS	PT	Hídrica	938,0	855,0	52,5
BASBMB	PT	Bombagem	759,0	710,6	40,0
FRADESB	PT	Bombagem	619,0	544,0	54,0
PJUGAIS	PT	Hídrica	390,0	387,0	55,5
HW1_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	155,0
HW2_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	170,0
HW3_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	180,3
LARES1	PT	Térmica	435,0	435,0	53,0
LARES2	PT	Térmica	435,0	420,0	56,3
PEGO3	PT	Térmica	418,6	418,6	37,0
PEGO4	PT	Térmica	418,6	418,6	44,0
RIBATE1	PT	Térmica	392,0	332,0	50,5
RIBATE2	PT	Térmica	392,0	312,0	51,0
RIBATE3	PT	Térmica	392,0	350,0	51,4
PEGO1	PT	Térmica	488,0	220,0	38,0
PEGO2	PT	Térmica	488,0	115,0	39,0
RTG01	PT	Térmica	544,0	172,0	47,0
RTG02	PT	Térmica	544,0	342,0	48,0
RTG03	PT	Térmica	544,0	316,0	49,5
SINES1	PT	Térmica	424,0	156,0	40,6
SINES2	PT	Térmica	295,0	186,0	41,6
SINES3	PT	Térmica	295,0	114,0	42,5
SINES4	PT	Térmica	295,0	242,0	43,5
TH1_ESP	ESP	Térmica	5000,0	5000,0	65,5
TH2_ESP	ESP	Térmica	5000,0	5000,0	110,0
TH3_ESP	ESP	Térmica	7500,0	Varia c/ disponibilidade	35,0
TH4_ESP	ESP	Térmica	4670,0	4600,0	55,0
TH5_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH6_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH7_ESP	ESP	Térmica	1330,0	1330,0	70,0
EOLICA_PT	PT	Renovável	5360,0	Varia c/ disponibilidade	0,0
MIX_PT	PT	Renovável	2365,0	Varia c/ disponibilidade	0,0
TMIX_ESP	ESP	Renovável	30000,0	Varia c/ disponibilidade	0,0

Conhecendo então quais as unidades produtoras que irão participar no caso de estudo, procedeu-se à definição dos agentes produtores que irão ser simulados no mercado diário. Foram criados seis agentes produtores, de seguida explicados.

GenCo_0

Este agente representa os parques eólicos portugueses em estudo e os dados de entrada inseridos provêm dos dados disponibilizados pelo LNEG, referentes à previsão de produção realizada no dia anterior ao dia da negociação. A energia licitada varia em cada hora e considerou-se o preço de licitação como zero, ou seja, o seu preço marginal, que como visto no capítulo anterior é nulo, pois equivale ao custo de produção de energia, característico de todos os produtores de energias renováveis.

GenCo_1

Este agente representa a restante geração de energia renovável em Portugal, cujos valores são, mais uma vez, variáveis ao longo das horas de programação. O preço de licitação é nulo pelas mesmas razões explicadas anteriormente, e os dados de entrada deste agente foram recolhidos no centro de informação da REN.

GenCo_2

Este agente representa todos os produtores de energia renovável de Espanha, com o preço de licitação, mais uma vez, nulo e energia variável ao longo das horas de programação. Os dados inseridos neste agente foram recolhidos através das curvas de oferta disponíveis na plataforma do OMIE, onde é possível aferir o valor total de energia renovável contratado no MIBEL para cada hora de programação, ao qual foi subtraído o valor de energia renovável de Portugal, para se obter somente o valor de Espanha. De referir ainda que há certas horas onde existe separação de mercados, onde naturalmente este agente não irá participar, isto é, não irá licitar energia nessas horas.

GenCo_3

Este agente representa os produtores de energia nuclear de Espanha, com preço de licitação até trinta e cinco euros, seguindo a lógica da Figura 3.1, e energia variável consoante a hora de programação. Os dados foram recolhidos, mais uma vez, a partir das curvas de oferta disponíveis na plataforma do OMIE e só irão participar nas horas onde não existe separação de mercados.

GenCo_4

Este agente representa os produtores de energia não-renovável de Portugal (energia térmica e hídrica). Os valores e preços de licitação das diferentes unidades produtoras deste agente podem ser consultados na Tabela 3.2. Ao contrário dos agentes anteriores, as

unidades produtoras licitam a mesma quantidade de energia em todas as horas.

GenCo_5

Por fim, este agente representa os produtores de energia não-renovável de Espanha, onde, como no caso anterior, os valores e preços de licitação das diferentes unidades produtoras podem ser consultados na Tabela 3.2. Este agente não irá participar nas horas onde existe separação de mercados.

3.3 Agentes Retalhistas

No que toca aos agentes retalhistas, foram criados 4 agentes, *Retail_Co1*, *Retail_Co2*, *Retail_Co3* e *Retail_Co4*, onde cada um apresenta catorze ofertas de compra por cada hora de programação, o que equivale a 56 ofertas por hora. Os valores das ofertas de compra foram consultados a partir da análise das curvas de oferta de compra disponíveis na plataforma do OMIE.

De maneira a assegurar que os resultados obtidos fossem os mais próximos da realidade, a cada um dos agentes foram atribuídas diferentes percentagens de mercado, tanto na simulação do mercado diário como do mercado intradiário, como se pode ver pela Figura 3.2.

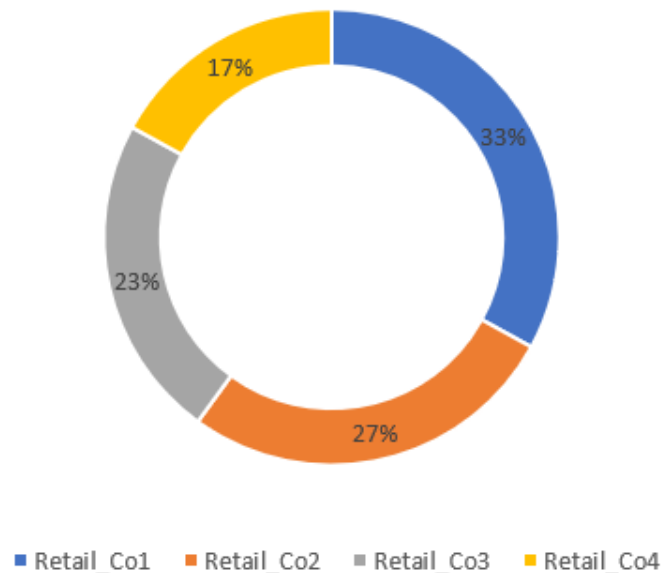


Figura 3.2: Percentagem da potência de carga por cada agente retalhista

Definidos então quais os agentes a participarem na simulação do mercado diário e intradiário, é necessário definir qual a estratégia de licitação no mercado intradiário a adotar.

3.4 Estratégia de Licitação no Mercado Intradiário

Para licitar no mercado intradiário é preciso primeiro saber qual a estratégia de licitação a adotar, isto é, em que sessões se irá licitar a determinados períodos horários de cada dia.

Como já referido, existem seis sessões diferentes no mercado intradiário, mas as sessões onde se pode licitar vão sempre depender do grupo de produtores em questão, tendo em conta, por exemplo, as horas a que são recebidos os dados das companhias meteorológicas que permitem efetuar as previsões de produção.

No grupo de produtores eólicos em causa, as previsões meteorológicas são recebidas de seis em seis horas, de modo que os períodos temporais disponíveis para licitar em cada uma das sessões é indicado na Figura 3.3.

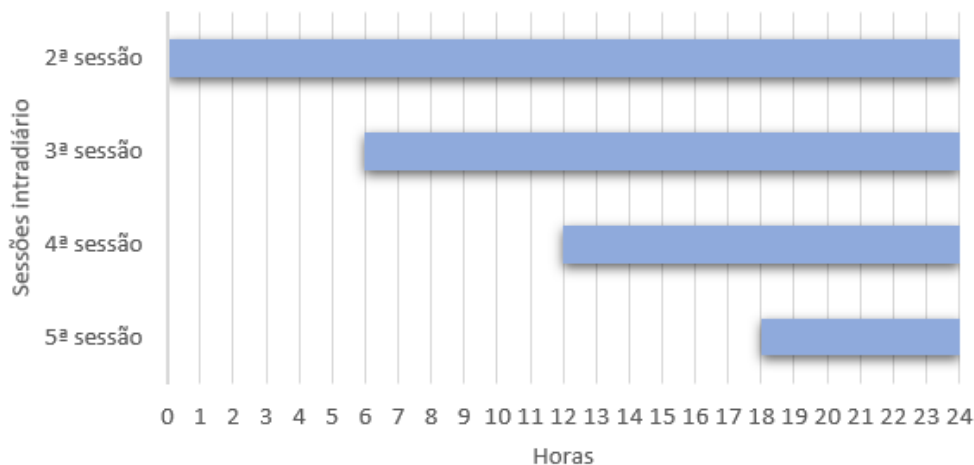


Figura 3.3: Períodos horários disponíveis para licitar em cada sessão do mercado intradiário

É possível constatar que, qualquer que seja a estratégia a adotar, não se irá licitar na primeira sessão, devendo-se isto ao facto da previsão de onde resultam os dados para a primeira sessão estarem disponíveis a partir das dezoito horas, usados já na quinta sessão (do dia anterior). Como para o dia seguinte se consegue usar a previsão para as vinte e quatro horas referentes à segunda sessão, começa-se por essa mesma segunda sessão.

Foram definidas seis estratégias diferentes de licitação, de forma a apurar qual seria a que apresentaria uma maior redução nos desvios de potência, sendo elas:

- Estratégia 1: segunda sessão das zero às seis horas, terceira sessão das seis às doze horas, quarta sessão das doze às dezoito horas e quinta sessão das dezoito às vinte e quatro horas;
- Estratégia 2: segunda sessão das zero às seis horas, terceira sessão das seis às doze horas e quarta sessão das doze às vinte e quatro horas;
- Estratégia 3: segunda sessão das zero às seis horas, terceira sessão das seis às dezoito horas e quarta sessão das dezoito às vinte e quatro horas;

- Estratégia 4: segunda sessão das zero às doze horas e quarta sessão das doze às vinte e quatro horas;
- Estratégia 5: segunda sessão das zero às dezoito horas e quinta sessão das dezoito às vinte e quatro horas;
- Estratégia 6: segunda sessão das zero às vinte e quatro horas;

Foram calculados os desvios positivos e negativos de potência nos produtores eólicos utilizando cada estratégia para os trinta e um dias em questão. Foram também calculados os desvios sem considerar qualquer dessas estratégias, ou seja, considerando apenas a participação no mercado diário, para termo de comparação e melhor compreensão dos resultados.

Somando o módulo dos desvios de cada hora, de cada um dos trinta e um dias, sem utilizar nenhuma estratégia, chegou-se ao valor de 240187,8 MWh. A tabela 3.3 mostra os resultados obtidos utilizando as estratégias definidas.

Tabela 3.3: Soma dos desvios de cada uma das estratégias

Estratégia	Soma dos desvios [MWh]	Redução [%]
1	157129,5	34,6
2	168602,5	29,8
3	168382,9	29,9
4	172686,3	28,1
5	183700,3	23,5
6	201933,8	15,9

Após a análise dos resultados, conclui-se que a melhor estratégia a utilizar será a estratégia 1, obtendo-se quase uma redução de 35% face ao valor original. Esta conclusão era esperada, pois ao adoptar-se a estratégia 1 está-se a usar sempre os valores mais atualizados possíveis ao longo do dia.

3.5 Remuneração dos Produtores Eólicos

Consideraram-se dois casos diferentes de remuneração por parte dos produtores eólicos, sendo o primeiro referente a uma remuneração com compensações e/ou penalizações por valorização dos desvios, e o segundo relativo a uma remuneração com compensações e/ou penalizações pelos preços praticados na reserva terciária.

3.5.1 Remuneração de Mercado Com Compensações e/ou Penalizações Por Valorização dos Desvios

Neste caso, os produtores eólicos são remunerados pela soma da quantidade de energia que licitam em cada mercado (resultante das previsões efetuadas) ao preço de mercado. De seguida, são penalizados ou compensados, dependendo se os desvios são por defeito ou por excesso, respetivamente, isto é, se a produção observada está abaixo ou acima do previsto. Na equação 3.1 pode-se analisar a fórmula que constitui este tipo de remuneração:

$$Rem = \sum_{i=0}^{23} (PEP1_i \times PM1_i + PEP2_i \times PM2_i) + PP_d \times D_d + PC_e \times D_e \quad (3.1)$$

onde,

- Rem - Remuneração obtida por parte do grupo de produtores eólicos [€];
- $PEP1_i$ - Produção eólica prevista em Portugal em função da hora de programação [MWh];
- $PM1_i$ - Preço de mercado diário, em função da hora de programação [€/MWh];
- $PEP2_i$ - Energia licitada no mercado intradiário resultado de uma segunda previsão de produção eólica prevista em Portugal, em função da hora de programação [MWh];
- $PM2_i$ - Preço de mercado intradiário, em função da hora de programação e da sessão correspondente da licitação [€/MWh];
- PP_d - Preço de penalização por defeito, em função da hora de programação [€/MWh];
- D_d - Desvio por defeito, em função da hora de programação [MWh];
- PC_e - Preço de compensação por excesso, em função da hora de programação [€/MWh];
- D_e - Desvio por excesso, em função da hora de programação [MWh];

3.5.2 Remuneração de Mercado Com Compensações e/ou Penalizações Pelos Preços da Reserva Terciária

Neste caso, os preços de penalização e de compensação a aplicar vão ser os preços resultantes do mercado de reservas terciário para subir e para descer, respetivamente. De resto, a equação é idêntica à do caso anterior. Ainda referir que, caso para uma certa hora de programação não exista preço de reserva terciária, é aplicado o preço de valorização média dos desvios já usado anteriormente.

3.6 Simulações e Análise de Resultados

Com as ofertas dos agentes produtores e dos agentes retalhistas definidas, a estratégia de licitação no mercado intradiário escolhida e os cenários de remuneração explicados, já é possível prosseguir com a simulação no mercado diário, mercado intradiário e mercado de reservas terciário em cada um dos trinta e um dias.

De referir que qualquer discrepância entre os preços obtidos através da simulação do mercado diário e os preços reais, não terá um impacto direto e prejudicial no objetivo principal da dissertação, que é da análise da diferença no valor de remuneração por parte dos produtores eólicos participando nos mercados diário e intradiário.

Por questões de apresentação e de não estender em demasia o número de páginas da presente dissertação, os gráficos onde se apresentam os resultados obtidos através das simulações do mercado intradiário, tanto para preços simulados/reais, como potências contratadas reais/simuladas, para cada um dos trinta-e-um dias em causa, encontram-se nos Anexos. Também de referir que não serão apresentados os gráficos referentes aos preços simulados/reais e potências contratadas reais/simuladas do mercado diário, visto que o objetivo da dissertação não assenta na análise destes valores.

Tabela 3.4: Resultados dos desvios entre a produção prevista e observada após licitação no mercado diário

Dia	Desvio Positivo [MW]	Desvio Negativo [MW]	Soma dos módulos
1	2374,6	-1558,8	3933,4
2	8571,5	-1291,7	9863,2
3	8282,9	-0,8	8283,8
4	17342,2	0,0	17342,2
5	12101,8	-312,4	12414,1
6	6847,0	-2,5	6849,6
7	63,3	-3154,0	3217,3
8	4400,5	-1769,7	6170,2
9	3960,9	-2138,1	6099,0
10	410,0	-2839,8	3249,8
11	2050,6	-6786,7	8837,3
12	3151,8	-556,1	3708,0
13	1058,1	-3105,7	4163,8
14	1072,8	-6470,8	7543,7
15	4447,7	-4729,0	9176,7
16	21525,7	-60,9	21586,6
17	895,4	-2394,3	3289,7
18	8927,0	-5795,5	14722,5
19	13313,7	-1129,6	14443,3
20	2186,3	-3926,0	6112,2
21	3875,8	-5506,1	9381,8
22	7406,8	-2063,5	9470,3
23	4838,0	-1397,6	6235,6
24	1321,3	-3144,4	4465,7
25	665,4	-2380,2	3045,6
26	2607,5	-4251,8	6859,3
27	192,9	-4541,1	4734,0
28	4457,1	-1599,0	6056,1
29	4392,7	-1585,9	5978,6
30	6414,8	-300,4	6715,2
31	8901,4	-6514,5	15415,9

Na Tabela 3.4 é possível verificar os resultados obtidos relativos aos desvios entre a produção prevista e a produção observada, discriminados por cada dia estudado, caso o grupo de produtores eólicos em causa licitasse somente no mercado diário. Estes resultados irão servir de base para uma comparação com os resultados da Tabela 3.5, apresentada a seguir, e assumindo que o grupo de produtores eólicos licita em ambos os mercados diário e intradiário.

Tabela 3.5: Resultados dos desvios entre a produção prevista e observada após licitação no mercado intradiário

Dia	Desvio Positivo [MW]	Desvio Negativo [MW]	Soma dos módulos
1	1021,4	-2128,8	3150,3
2	2876,9	-1770,0	4646,9
3	2905,0	-719,4	3624,4
4	5244,8	-450,3	5695,1
5	3445,0	-569,0	4014,1
6	3466,5	-824,6	4291,2
7	21,1	-3570,7	3591,9
8	1872,2	-3689,6	5561,8
9	650,7	-3488,9	4139,7
10	130,6	-4837,4	4968,0
11	755,2	-7479,7	8235,0
12	2671,4	-591,6	3263,0
13	642,9	-3392,0	4034,9
14	972,9	-6480,9	7453,9
15	2521,9	-6019,4	8541,2
16	3500,3	-1703,8	5204,2
17	525,5	-2482,5	3008,1
18	1402,9	-6303,5	7706,5
19	4469,2	-2357,1	6826,3
20	1606,2	-5067,1	6673,4
21	2220,9	-5596,1	7817,0
22	3383,2	-3038,3	6421,5
23	2648,3	-1683,9	4332,2
24	501,0	-4101,2	4602,2
25	391,9	-3695,2	4087,1
26	1589,1	-4844,7	6433,8
27	29,9	-6757,5	6787,4
28	3219,9	-3139,4	6359,3
29	646,7	-1902,9	2549,6
30	2177,8	-422,1	2599,8
31	1195,3	-7855,9	9051,2

Analisando as Tabelas 3.4 e 3.5, e ainda a Figura 3.4, é possível comprovar que a licitação por parte do grupo de produtores eólicos em ambos os mercados diário e intradiário teve um efeito positivo, tendo-se verificado descidas na soma dos módulos dos desvios na maior parte dos dias representativos em causa, alguns mesmo resultando em descidas na ordem dos 15000,0 MW, como foi o caso do dia 16.

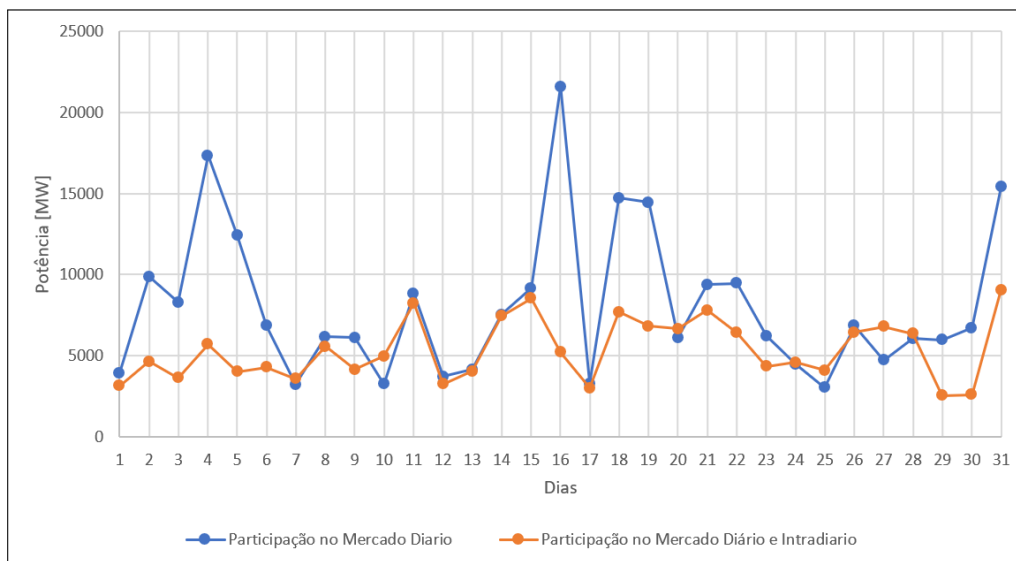


Figura 3.4: Soma dos módulos dos desvios positivos e negativos entre produção prevista e observada para cada dia representativo

Existem ainda dias como os 7º, 10º, 24º, 25º, 27º e 28º, onde a licitação no mercado intradiário resultou num aumento da soma dos módulos dos desvios positivos e negativos. Isto deve-se ao facto do valor do desvio positivo já ser extremamente reduzido. No caso do dia 20, também houve um aumento da soma do módulo dos desvios, mas desta vez devido somente a más previsões efetuadas.

Em termos remuneratórios, os resultados estão apresentados na Tabela 3.6, onde é possível verificar os resultados obtidos licitando somente no mercado diário, assim como licitando no mercado diário e intradiário. Este caso de remuneração corresponde ao primeiro tipo de remuneração indicado anteriormente.

Analisando a Tabela 3.6, verifica-se uma grande dispersão nos resultados obtidos, registando-se dias onde a participação no mercado intradiário tenha resultado num grande benefício económico, e ainda o contrário, registando-se dias onde tal participação tenha resultado numa perda significativa de capital ao grupo em causa. Para auxílio de uma melhor compreensão dos resultados foi adicionada uma coluna representativa da variação percentual que o valor da remuneração sofreu após o grupo de produtores ter participado no mercado intradiário.

Tabela 3.6: Resultados remuneratórios obtidos pelo grupo de produtores eólicos licitando no Mercado Diário e no Mercado Diário e Intradiário

Dia	Mercado Diário [€]	Mercado Diário e Intradiário [€]	Lucro/Prejuízo [€]	Variação percentual [%]
1	167068,0	184551,6	17483,6	10,5
2	1580150,8	1579415,6	-735,2	0,0
3	762843,0	799908,5	37065,5	4,9
4	1457321,5	1406262,1	-51059,4	-3,5
5	700666,6	693610,1	-7056,5	-1,0
6	456121,8	428490,4	-27631,4	-6,1
7	225564,5	222198,7	-3365,8	-1,5
8	518840,6	430229,2	-88611,4	-17,1
9	1247629,6	1243904,4	-3725,2	-0,3
10	399300,2	377051,3	-22248,9	-5,6
11	222496,5	230273,1	7776,6	3,5
12	422557,6	422377,3	-180,3	0,0
13	248711,5	246531,0	-2180,5	-0,9
14	779298,7	781502,7	2204,0	0,3
15	1022760,5	970740,8	-52019,7	-5,1
16	1082977,2	675298,0	-407679,0	-37,6
17	190836,6	192072,6	1236,0	0,6
18	1032662,7	992193,4	-40469,3	-3,9
19	534761,3	672818,0	138056,7	25,8
20	124361,9	104367,7	-19994,2	-16,1
21	297872,4	304470,6	6598,2	2,2
22	506080,8	473443,1	-32637,7	-6,4
23	731173,6	763362,3	32188,7	4,4
24	211977,3	202767,7	-9209,6	-4,3
25	117407,6	80315,4	-37092,2	-31,6
26	205097,0	217929,4	12832,4	6,3
27	800218,8	717561,6	-82657,2	-10,3
28	675195,8	652284,8	-22911,0	-3,4
29	793730,7	701034,7	-92696,0	-11,7
30	452725,6	468205,2	15479,6	3,4
31	611002,1	804106,5	193104,4	31,6

Analisando então a coluna da variação percentual, é possível constatar que houve uma grande variação no valor de remuneração, principalmente em quatro dias específicos, sendo eles os dias 16, 19, 25 e 31.

O Dia 16 foi um dia atípico, porque originalmente o valor dos desvios entre a produção observada e prevista do grupo de produtores era bastante elevado (a soma do módulo dos desvios positivos e negativos era de 21586,6 MWh), o que obrigou o grupo a licitar uma grande quantidade de energia renovável para tentar minimizar o valor dos desvios, tendo como consequência baixado, em grande parte, o valor de preço de mercado intradiário para a maior parte das horas de programação, como visto na Figura I.31 do Anexo I. Com estes preços tão baixos, os produtores eólicos pouco ou nada foram remunerados pela quantidade de energia que licitaram no mercado intradiário, tendo originado então a grande diferença observada entre os dois valores mencionados na Tabela 3.6.

No Dia 19 também ocorreu um fenómeno semelhante, visível no gráfico da Figura I.37 do Anexo 1, onde é possível verificar que o preço sofreu descidas significativas nas horas de programação correspondentes à quarta sessão do mercado intradiário, isto é, nas horas 12, 13, 14, 15, 16 e 17. Consultando o gráfico da Figura I.38, é fácil aliar as horas de descida de preço às horas onde houve as maiores licitações de energia renovável por parte do grupo de produtores em estudo, como seria de esperar. Embora o preço tenha descido nestas horas, os resultados obtidos foram bastante positivos, devido especialmente ao valor do desvio para descer ser relativamente baixo. Logo, os produtores não vão ser muito prejudicados financeiramente por esta variável. Deve ter-se também em conta o facto de que nas restantes horas licitou-se uma quantidade de energia considerável, que foi sempre remunerada, pois não houve descidas de preço elevadas.

Já no dia 25 verificou-se que, tal como mostra a Tabela 3.5, a participação no mercado intradiário por parte do grupo de produtores eólicos fez com que o valor dos desvios tivesse aumentado em quase 35%, e em especial o valor dos desvios por defeito (para descer) em 55%, devido às más previsões de produção efetuadas. Desta forma, o grupo de produtores foi fortemente penalizado, de um ponto de vista económico, por este aumento de quase 55%, enquanto que pouco foi beneficiado, pois as licitações feitas no mercado intradiário foram de quantidades de energia pequenas ou até mesmo nulas, como se pode constatar pelo gráfico da Figura I.50. A conjugação destes dois fatores fez com que a remuneração para o dia 25 sofresse um prejuízo de 37902,2€ licitando no mercado intradiário, isto é, de quase 32% face à participação somente no mercado diário.

Por fim, o dia 31 foi bastante positivo para o grupo de produtores, tendo-se registado um aumento de 31,6% do valor da remuneração, cerca de 193104,0€. Este grande aumento deve-se ao facto de os preços praticados no mercado intradiário, visíveis no gráfico da Figura I.61, mesmo após a licitação por parte do grupo de produtores eólicos, serem bastante altos, como por exemplo 72€/MWh na hora de programação 19. Estes preços elevados fizeram com que os produtores eólicos fossem mais remunerados pela quantidade de energia que licitaram no mercado intradiário, que em certas horas de programação também foi de grau elevado.

Tabela 3.7: Resultados remuneratórios obtidos pelo grupo de produtores eólicos licitante no Mercado Diário e Intradiário e no Mercado Diário, Intradiário e Reserva Terciário

Dia	Mercado Diário e Intradiário [€]	Mercado Diário, Intradiário e Reserva Terciário [€]	Lucro/Prejuízo [€]	Variação percentual [%]
1	184551,6	219390,6	34839,0	18,9
2	1579415,6	1654891,0	75475,4	4,8
3	799908,5	899367,9	99459,4	12,4
4	1406262,1	1613761,8	207499,7	14,8
5	693610,1	773676,5	80066,4	11,5
6	428490,4	478411,4	49921,0	11,7
7	222198,7	224869,7	2671,0	1,2
8	430229,2	464921,8	34692,6	8,1
9	1243904,4	1268742,5	24838,1	2,0
10	377051,3	380225,4	3174,1	0,8
11	230273,1	257241,3	26968,2	11,7
12	422377,3	475503,5	53126,2	12,6
13	246531,0	253072,4	6541,4	2,7
14	781502,7	824447,1	42944,4	5,5
15	970740,8	1045332,7	74591,9	7,7
16	675298,0	815051,4	139753,4	20,7
17	192072,6	200445,8	8373,2	4,4
18	992193,4	1045514,9	53321,5	5,4
19	672818,0	819453,3	146635,3	21,8
20	104367,7	200334,8	95967,1	92,0
21	304470,6	377240,4	72769,8	23,9
22	473443,1	587922,2	114479,1	24,2
23	763362,3	852572,7	89210,4	11,7
24	202767,7	208342,2	5574,5	2,7
25	80315,4	91098,1	10782,7	13,4
26	217929,4	259446,3	41516,9	19,1
27	717561,6	718145,9	584,3	0,1
28	652284,8	743981,7	91696,9	14,1
29	701034,7	717434,4	16399,7	2,3
30	468205,2	514274,3	46069,1	9,8
31	804106,5	842756,1	38649,6	4,8

Simulado por fim o mercado de reserva terciário, construiu-se a Tabela 3.7 com os resultados obtidos, em conjunto com os resultados anteriormente discutidos para termo de comparação. Neste caso o cenário de remuneração a aplicar será o segundo cenário, em detrimento do primeiro.

Analisando a Tabela 3.7 verifica-se que ao se participar no mercado de reserva terciário, em conjunto com o mercado diário e intradiário, obteve-se lucro em todos os dias em estudo, no que toca à remuneração por parte do grupo de produtores, tendo mesmo quase duplicado o lucro em certos dias, como foi o caso do Dia 20.

Como melhor forma de analisar e comparar os resultados obtidos em cada um dos cenários e diferentes mercados licitados, foi também calculada a remuneração representativa de cada caso, isto é, a soma da multiplicação das remunerações em €/MWh pela representatividade do correspondente dia. Os valores referentes à representatividade de cada dia foram fornecidos também pelo LNEG.

Na Tabela 3.8 pode-se verificar os valores de remuneração em €/MWh obtidos para os três casos estudados em cada um dos trinta e um dias. O caso 1 representa os valores licitando somente no mercado diário, o caso 2 licitando no mercado diário e intradiário, e o caso 3 licitando no mercado diário, intradiário e no de reserva terciária.

Tabela 3.8: Valores de remuneração para os três casos estudados em cada um dos trinta e um dias

Remuneração em €/MWh			
Dia	Caso 1	Caso 2	Caso 3
1	32,6	36,1	42,9
2	35,4	35,4	37,4
3	31,0	32,5	36,6
4	30,7	29,6	34,0
5	35,1	34,7	38,8
6	35,5	33,3	37,2
7	44,7	44,1	44,6
8	38,5	31,9	34,5
9	36,4	36,2	37,0
10	40,1	37,8	38,1
11	27,2	28,2	31,5
12	39,6	39,5	44,5
13	37,9	37,6	38,6
14	29,1	29,2	30,8
15	34,5	32,7	35,2
16	28,6	17,8	21,5

Remuneração em €/MWh			
Dia	Caso 1	Caso 2	Caso 3
17	30,5	30,7	32,6
18	31,9	30,7	32,3
19	16,0	20,1	24,5
20	9,0	7,6	14,5
21	11,8	12,1	15,0
22	18,1	17,0	21,1
23	38,5	40,2	44,9
24	40,0	38,2	39,3
25	33,5	22,9	26,0
26	33,2	35,3	42,0
27	47,6	42,7	42,7
28	40,1	38,7	44,2
29	41,0	36,3	37,1
30	41,9	43,3	47,6
31	28,3	37,2	39,0

Calculando as remunerações representativas para o caso 1 e para o caso 2 obtêm-se os valores 32,9€/MWh e 32,1€/MWh, o que significa que ao grupo de produtores eólicos compensa mais, entre licitar no mercado diário e no mercado intradiário, a licitação somente no mercado diário, embora a diferença de 0,8€/MWh não seja muito significativa. No que toca ao caso 3, obteve-se uma remuneração representativa de 35,0€/MWh, o que comprova que a licitação no mercado de reserva terciária e compensando/penalizando o grupo de produtores eólicos através dos preços praticados neste mercado, aliada a uma licitação no mercado intradiário e diário, oferece um benefício económico considerável de 2,1€/MWh relativamente a licitar somente no mercado diário, e de 2,9€/MWh em relação a licitar no mercado diário e intradiário.

A diferença entre os valores de remuneração representativa dos casos 1 e 2 deve-se, em grande parte, ao facto de nos Dias 16 e 25 ter-se registado uma grande descida no valor de remuneração do caso 2 em relação ao caso 1, como assinalado no gráfico da Figura 3.5,

e já visto e explicado anteriormente.

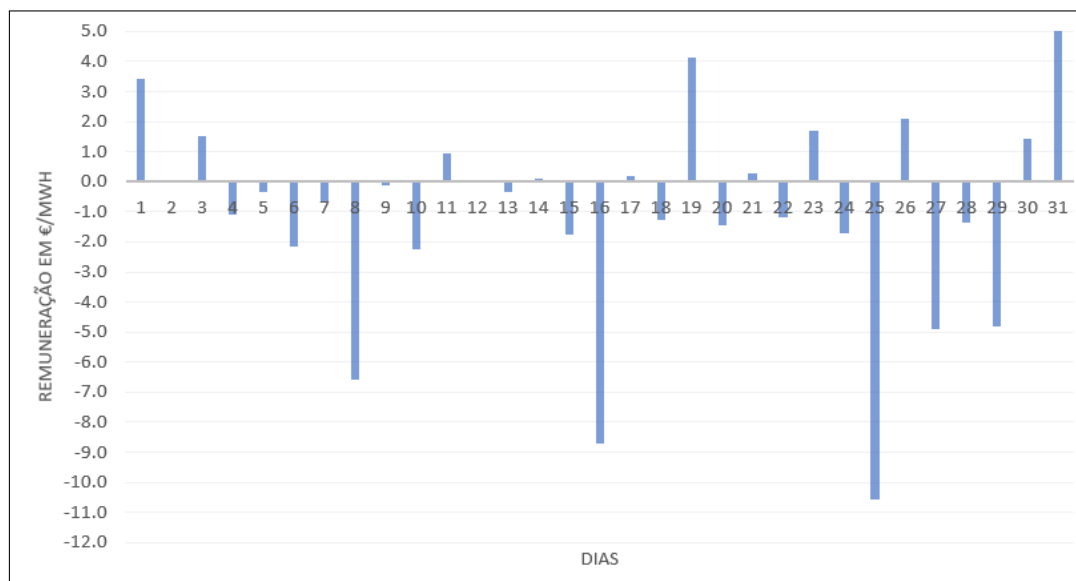


Figura 3.5: Diferença entre os valores de remuneração de caso 1 e 2, para cada um dos trinta e um dias

CONCLUSÕES

4.1 Síntese de resultados e conclusões

A liberalização do setor elétrico permitiu a diversos tipos de produtores de energia participar no mercado livre, e tal levou a uma maior complexidade do sistema elétrico. Com a saúde de nosso planeta Terra a ser uma das maiores preocupações e questões de debate nos últimos anos, tem havido esforços conjuntos de diversas entidades e países em substituir alguns desses produtores de energia, que são extremamente poluentes, baseando-se em combustíveis fósseis, por outros tipos de energia, mais limpas e saudáveis para o planeta.

Uma das energias que tem vindo a ser alvo de maior aposta nos últimos anos é a energia eólica, uma energia limpa, renovável, e sustentável.

Com a participação das energias renováveis no mercado de eletricidade, a manutenção do bem estar da rede tem sido um dos principais desafios, pois muitas destas energias são de produção intermitente, especialmente a energia eólica, o que faz com que seja difícil prever qual a produção numa determinada hora, provocando desvios na rede.

Uma das maneiras de ajustar os desvios resultantes dos acordos feitos no mercado diário consiste em participar no mercado intradiário. Este foi um dos principais objetivos da presente dissertação, nomeadamente de estudar a licitação no mercado intradiário por parte de um grupo de produtores eólicos portugueses, e aferir se essa licitação traz benefícios ou prejuízos, de um ponto de vista económico. Também foi alvo de estudo a sua participação no mercado de reserva terciária, de maneira a aferir qual o benefício económico que essa participação trará.

Foi utilizado o simulador MATREM como ferramenta de simulação, onde foi necessário criar um ambiente que representasse de uma maneira aproximada o MIBEL, definindo os agentes produtores e comercializadores, bem como as suas ofertas de compra e venda

de energia, tendo em conta dados reais disponíveis na plataforma do OMIE, disponibilizados pela REN e pelo LNEG.

Posteriormente, procedeu-se à escolha de uma estratégia de licitação a usar no mercado intradiário. Essa estratégia levou a resultados bastante positivos, tendo-se registado uma redução de quase 35% na soma dos desvios, positivos e negativos, face ao valor de base, referente à licitação apenas no mercado diário (e tendo em conta as previsões correspondentes).

Com as simulações efetuadas e os resultados obtidos, procedeu-se à análise dos últimos, onde foi possível concluir que a remuneração por parte do grupo de produtores eólicos licitando nos mercados diário e intradiário é ligeiramente inferior à obtida com a sua participação apenas no mercado diário, respetivamente 32,1€/MWh e 32,9€/MWh. Esta diferença foi causada, em grande parte, pelos resultados obtidos em dois dias em particular, sendo estes o dia 16 e dia 25. Já com a participação no mercado diário, mercado intradiário e mercado de reserva terciária, obteve-se um valor de remuneração de 35,0€/MWh, um aumento significativo em relação aos outros dois valores de remuneração calculados anteriormente, onde não se participa no mercado de reserva terciária.

Pode-se concluir então que, de momento, a licitação no mercado intradiário por parte do grupo de produtores eólicos constitui uma perda de remuneração, mais propriamente uma descida de 32,9€/MWh para 32,1€/MWh. Ainda que não seja uma perda muito acentuada, face ao valor de quase 35% de redução nos desvios registados entre produção observada e produção prevista, acaba por compensar.

Outro aspeto a ter em conta é que no futuro poderá haver um maior investimento na área, fazendo com que os valores de previsão de produção sejam mais precisos, evitando casos como os dos dias 7, 10, 20, 24, 25, 27 e 28, onde a participação no mercado intradiário levou a um aumento do valor dos desvios, trazendo prejuízo ao grupo de produtores eólicos.

4.2 Trabalho futuro

Pelas diversas razões mencionadas ao longo da dissertação, é de extrema importância continuar a aposta na produção de energia a partir de fontes renováveis e integrá-las nos processos de ajuste de desvios de produção. Alguns pontos que podem ser desenvolvidos que trariam benefícios ao caso de estudo realizado seriam:

- Melhoria das previsões de energia produzida;
- Estudo do mercado de contratação bilateral;
- Realização do mesmo caso de estudo mas para anos mais recentes;
- Realização do mesmo caso de estudo mas para um grupo de produtores de um país com um mercado intradiário mais líquido;

REFERÊNCIAS

- [1] P. Energia. *Vantagens e desvantagens da energia eólica*. URL: <https://www.portal-energia.com/vantagens-desvantagens-da-energia-eolica/> (acedido em 29/01/2019).
- [2] R. I. M. C. Fernandes. “A Energia Eólica em Portugal : A evolução do seu regime jurídico, em especial as alterações ao regime remuneratório das centrais eólicas”. Tese de mestrado. Universidade Católica Portuguesa, 2014.
- [3] Fátima Montemor. *E como armazenar a energia renovável?* URL: <https://ionline.sapo.pt/568588> (acedido em 02/02/2019).
- [4] ERSE. *Portal ERSE - Mercado Diário*. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx> (acedido em 02/02/2019).
- [5] M. B. M. Borges. “Comercialização de Energia Eólica no Mercado Diário e de Reservas: Estratégias de Licitação e Penalizações”. Tese de mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2018.
- [6] F. Lopes e H. Coelho. *MATREM: An Agent-based Simulation Tool for Electricity Markets*. In: *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, e Emerging Designs*. Springer International Publishing, Vol. 144, pp.189-225.
- [7] F. Lopes e H. Coelho. *Electricity Markets and Intelligent Agents. Part II: Agent Architectures and Capabilities*. In: *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-Based Simulation e Emerging Designs*; Springer: Cham, Switzerland, 2018; pp. 49–77, doi:10.1007/978-3-319-74263-2_3.
- [8] D. Vidigal, F. Lopes, A. Pronto e J Santana. *Agent-Based Simulation of Wholesale Energy Markets: A Case Study on Renewable Generation*. In: *26th Workshop on Database e Expert Systems Applications (DEXA)*, IEEE, pp.81-85, 2015.
- [9] H. Algarvio, A. Couto, F. Lopes e A. Estanqueiro. *Changing the Day-Ahead Gate Closure to Wind Power Integration: A Simulation-Based Study*. *Energies* 2019, 12, 2765.

- [10] F. Lopes, N. Mamede, A.-Q. Novais e H. Coelho. *A Negotiation Model for Autonomous Computational Agents: Formal Description and Empirical Evaluation*. Journal of Intelligent Fuzzy Systems, 12, pp. 195–212, 2002.
- [11] F. Lopes, N. Mamede, A.-Q. Novais e H. Coelho. *Negotiation Tactics for Autonomous Agents*. In: Proceedings of the 12th International Workshop on Database e Expert Systems Applications (DEXA), Munich, Germany, 3-7 September 2001; pp. 1–5.
- [12] F. Lopes, H. Algarvio e H. Coelho. *Bilateral Contracting in Multi-agent Electricity Markets: Negotiation Strategies and a Case Study*. In: International Conference on the European Energy Market (EEM-13), IEEE, pp. 1-8., 2013.
- [13] H. Algarvio, F. Lopes, F. Couto e A. Estanqueiro. *Participation of Wind Power Producers in Day-ahead and Balancing Markets: An Overview and a Simulation-based study*. WIREs Energy e Environment, Vol. 8, e343, 2019.
- [14] Statista. *Global wind market forecast: cumulative capacity 2022*. URL: <https://www.statista.com/statistics/185551/global-wind-market-forecast-by-cumulative-capacity-since-2010/> (acedido em 07/02/2019).
- [15] GWEC. *GLOBAL STATISTICS – GWEC*. URL: <https://gwec.net/global-figures/graphs/> (acedido em 07/02/2019).
- [16] I. Pineda e W. Pierre Tardieu. *Annual combined onshore and offshore wind energy statistics WindEurope Business Intelligence Daniel Fraile (Installation and generation highlights) Ariola Mbistrova (Financing highlights) Courtesy of Pixabay*. Rel. téc. 2018. URL: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf>.
- [17] A. Estanqueiro. *Energia Eólica Offshore*. Rel. téc. Laboratório Nacional de Energia e Geologia. URL: www.vestas.dk.
- [18] Iberwind. *Mercado Português - Iberwind - Natural Efficiency*. URL: <https://www.iberwind.pt/pt/o-poder-do-vento/mercado-portugues/> (acedido em 07/02/2019).
- [19] M. Prado. *Expresso | Consumo de combustíveis fósseis em Portugal recuou no ano passado*. URL: <https://expresso.pt/economia/2017-03-03-Consumo-de-combustiveis-fosseis-em-Portugal-recuou-no-ano-passado> (acedido em 07/02/2019).
- [20] H. A. Rassid. “Mercado de Reservas: Simulador Multiagente SIMREEL e Caso de Estudo Envolvendo o Mercado Ibérico”. Tese de mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade Nova de Lisboa, 2017.
- [21] EDP. *A Liberalização*. URL: <https://www.edpdistribuicao.pt/PT/mudancacomercializador/mercadoelettrico/Pages/aLiberalizacao.aspx> (acedido em 07/02/2019).
- [22] EDPSU. *Organização do mercado*. URL: <https://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx> (acedido em 07/02/2019).

-
- [23] MIBEL. *Mibel – Mercado Ibérico de Electricidade*. URL: <http://mibel.com/> (acedido em 07/02/2019).
- [24] L. Braga Da Cruz. *A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia-pólo português)*. Rel. téc. OMIP. URL: <http://ftp.infoeuropa.euroid.pt/database/000040001-000041000/000040873.pdf>.
- [25] SIMEE. *Mercado Diário e Intradiário*. URL: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOme1/Paginas/default.aspx> (acedido em 08/02/2019).
- [26] J. M. O. Damião. “Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português”. Tese de mestrado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2015.
- [27] J. T. Q. M. Gil. “Análise e Previsão da Evolução do Custo da Electricidade em Portugal”. Tese de mestrado. Instituto Superior Técnico, 2010.
- [28] OMIE. *Reports*. URL: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.html> (acedido em 08/02/2019).
- [29] OMIE. *Mercado Intradiário | OMIE*. URL: <http://m.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in?m=yes> (acedido em 09/02/2019).
- [30] ERSEPrazo. *Portal ERSE - Mercado a Prazo*. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx> (acedido em 09/02/2019).
- [31] F. P. Fragoso. “Contratos Bilaterais em Mercados de Energia Elétrica Multiagente: Protocolo de Rede de Contratos”. Tese de mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade Nova de Lisboa, 2015.
- [32] J. A. P. Lopes. *Produção e Transporte de Energia 2-Gestão de Serviços de Sistema*. Rel. téc. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2002. URL: https://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/PTE2-ServSist_c.pdf.
- [33] ENTSO-E. *Load-Frequency Control and Performance [E]*. Rel. téc. 2004.
- [34] *Principal frequency deviation and subsequent activation of reserves | Download Scientific Diagram*. URL: https://www.researchgate.net/figure/Principal-frequency-deviation-and-subsequent-activation-of-reserves_fig3_265907090 (acedido em 11/02/2019).
- [35] REN. *Energia de Regulação*. URL: http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/default.aspx (acedido em 11/02/2019).

- [36] ERSE2. *Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Eléctrico*. Rel. téc. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2014. URL: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/MPGGSSEconsolidado_Abril2014_vsPEexterno.pdf.
- [37] REN1. *Regras de Funcionamento (complementares ao MPGS)*. Rel. téc. Redes Energéticas Nacionais, 2009. URL: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/DocReg/BibRegrAd2/RegFun.pdf>.
- [38] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela e B. Kirby. *Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison*. Rel. téc. National Renewable Energy Laboratory, 2010.
- [39] J. Bruno Barroso Pinto. “Valorização da produção hídrica reversível num contexto de crescente integração de energia eólica no sistema electroprodutor”. Tese de mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [40] F. L. Bellifemine, G. Caire e D. Greenwood. *Developing Multi-Agent Systems with JADE (Wiley Series in Agent Technology)*. 2007.
- [41] F. Lopes e H. Coelho. *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs*. In: *Studies in Systems, Decision e Control*. Springer International Publishing: Cham, Switzerland, 2018, doi:10.1007/978-3-319-74263-2.
- [42] H. Algarvio, A. Couto, F. Lopes, A. Estanqueiro e J. Santana. *Multi-agent Wholesale Electricity Markets with High Penetrations of Variable Generation: A Case-Study on Multivariate Forecast Bidding Strategies*. In: *Highlights of Practical Applications of Cyber-Physical Multi-Agent Systems*, pp. 340-349, Springer, Cham (2017).
- [43] E. R. dos Serviços Energéticos. *Estrutura tarifária do setor eléctrico em 2015*. 2015.

RESULTADOS DO MERCADO INTRADIÁRIO

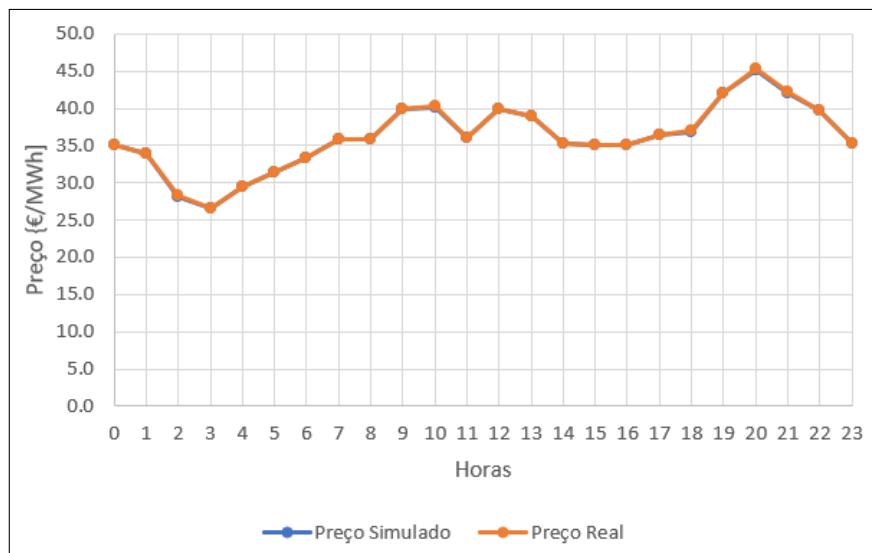


Figura I.1: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 1

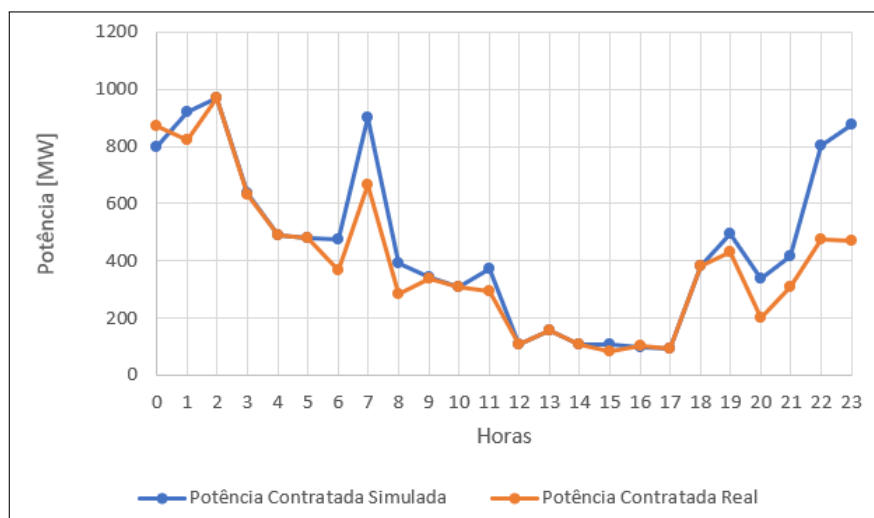


Figura I.2: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 1

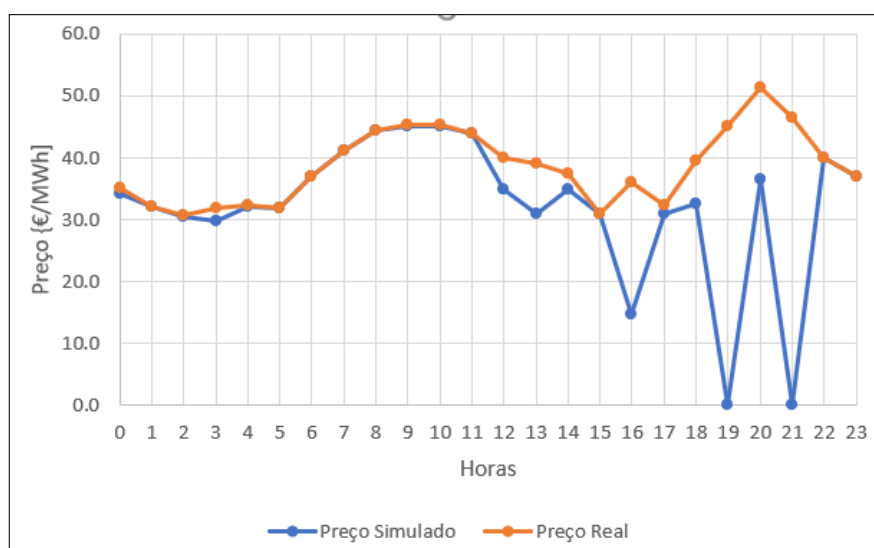


Figura I.3: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 2

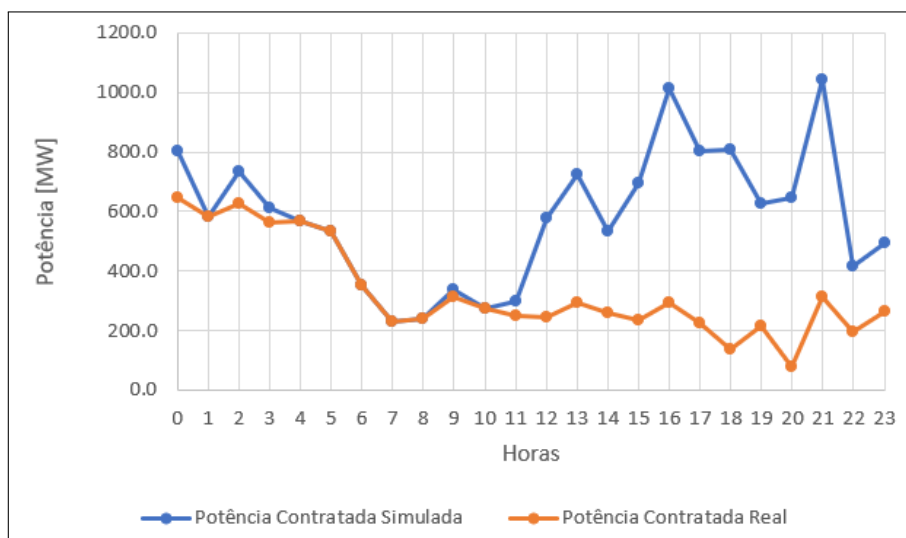


Figura I.4: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 2

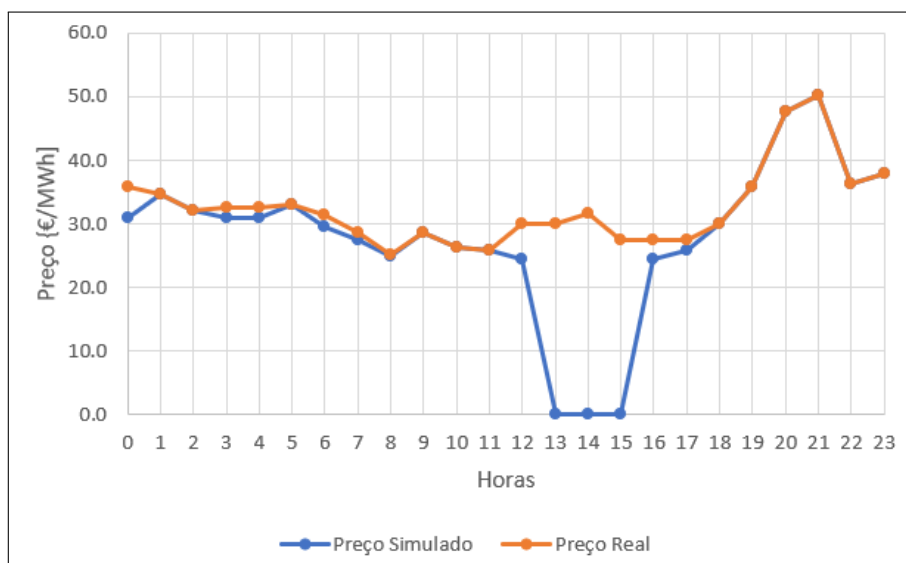


Figura I.5: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 3

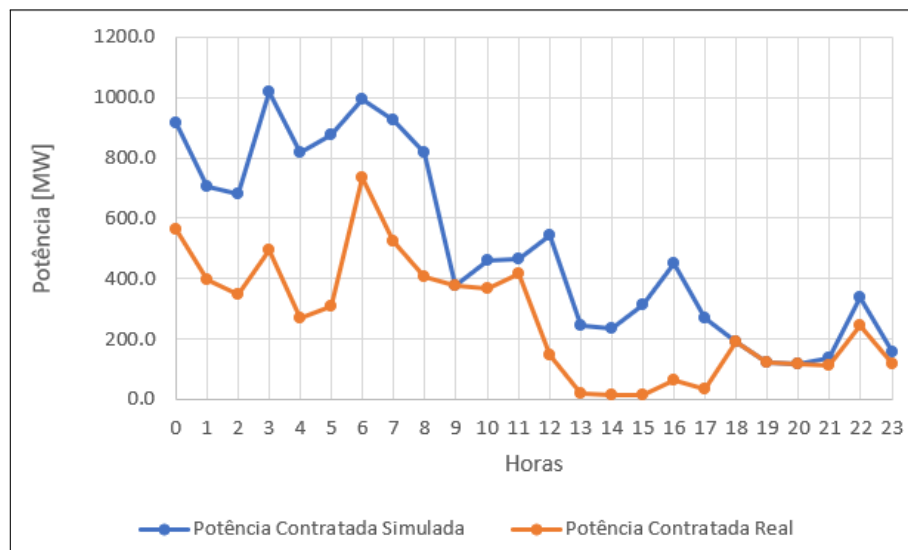


Figura I.6: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 3

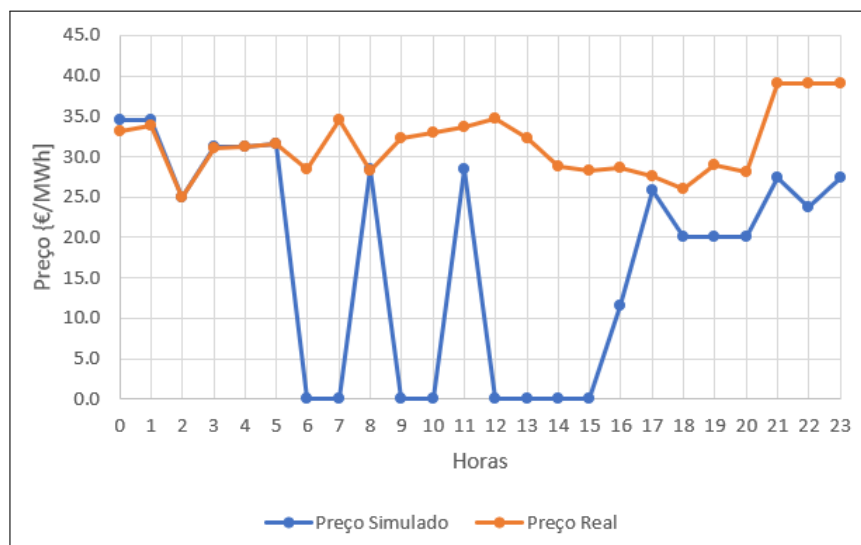


Figura I.7: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 4

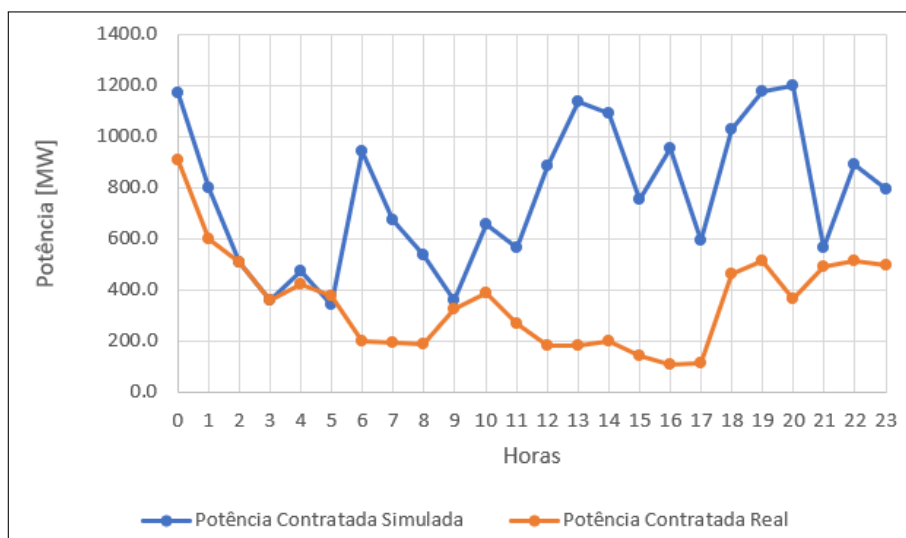


Figura I.8: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 4

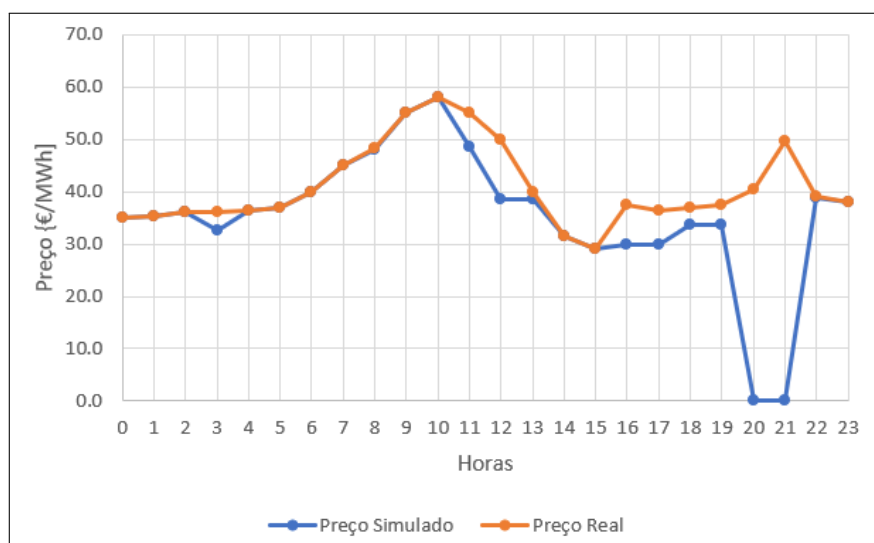


Figura I.9: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 5

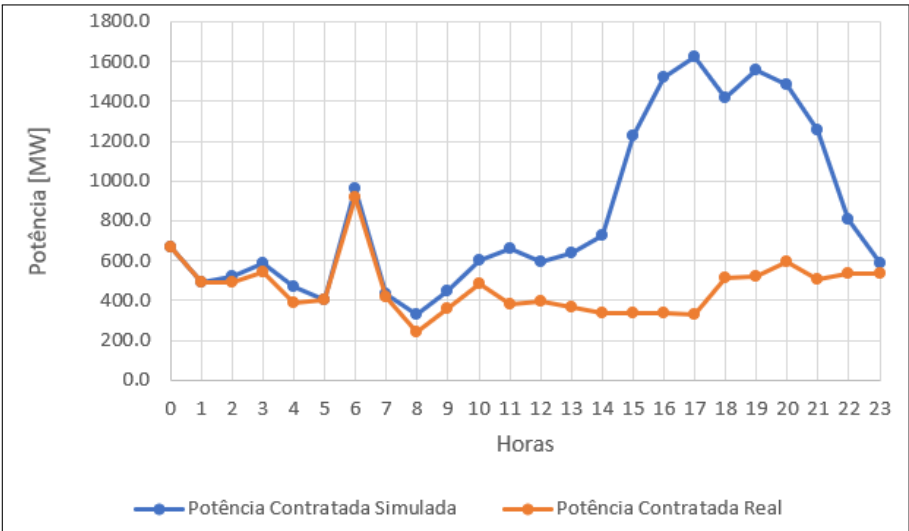


Figura I.10: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 5

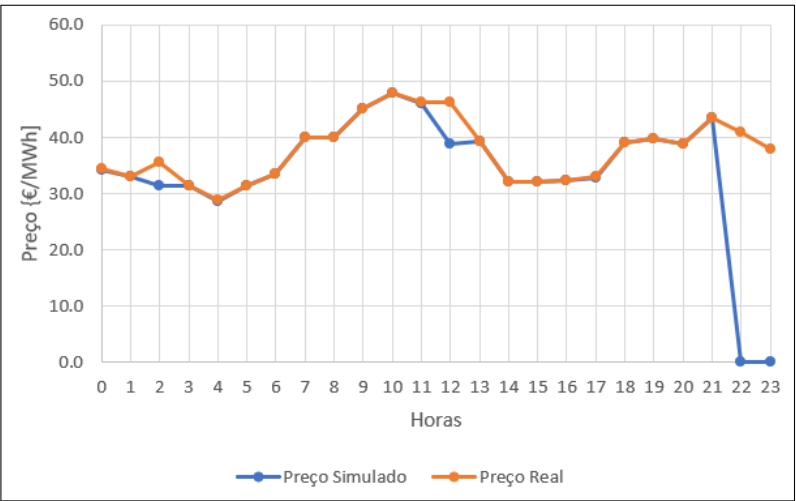


Figura I.11: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 6

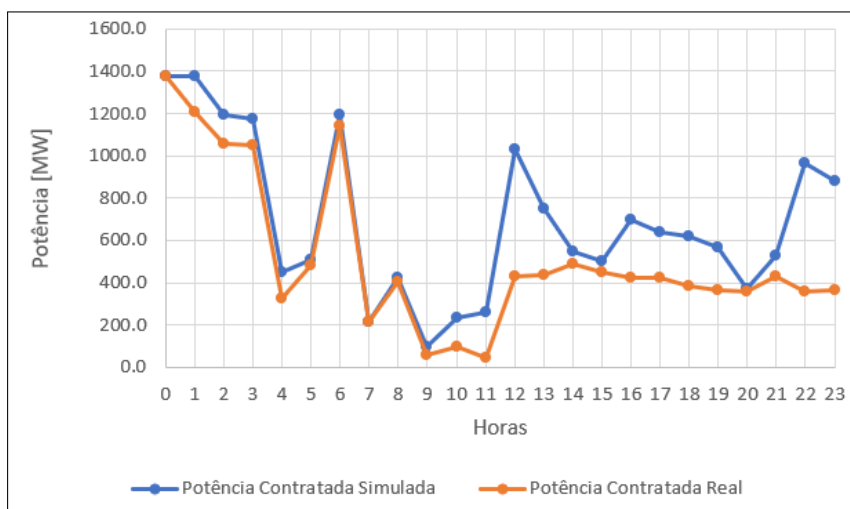


Figura I.12: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 6

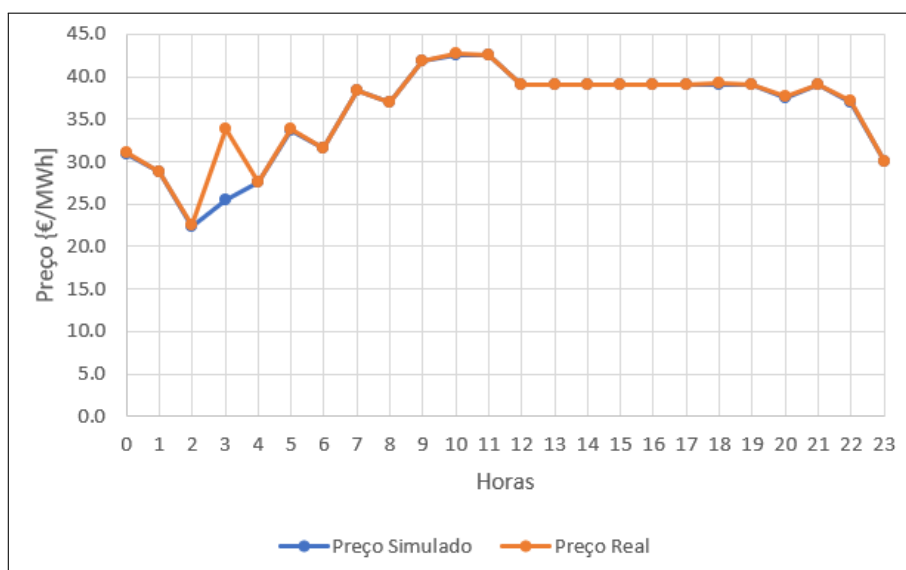


Figura I.13: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 7

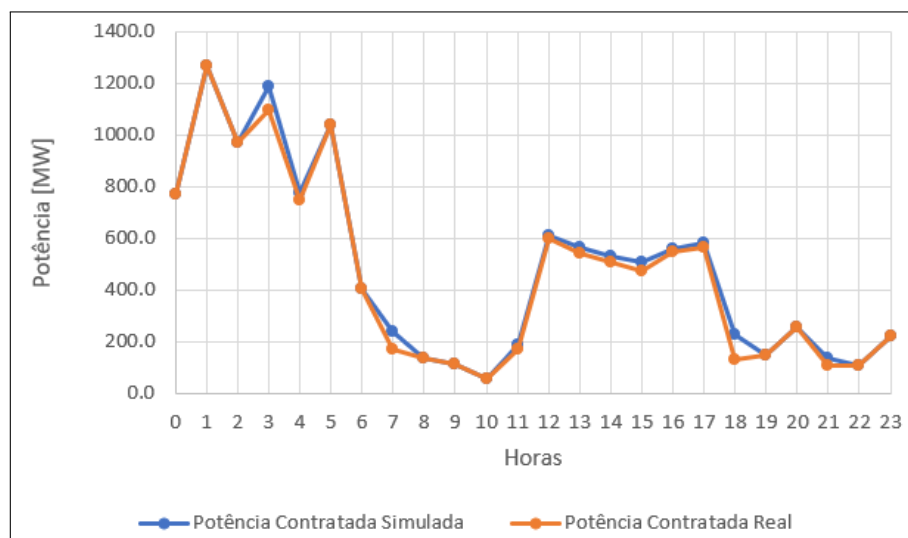


Figura I.14: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 7

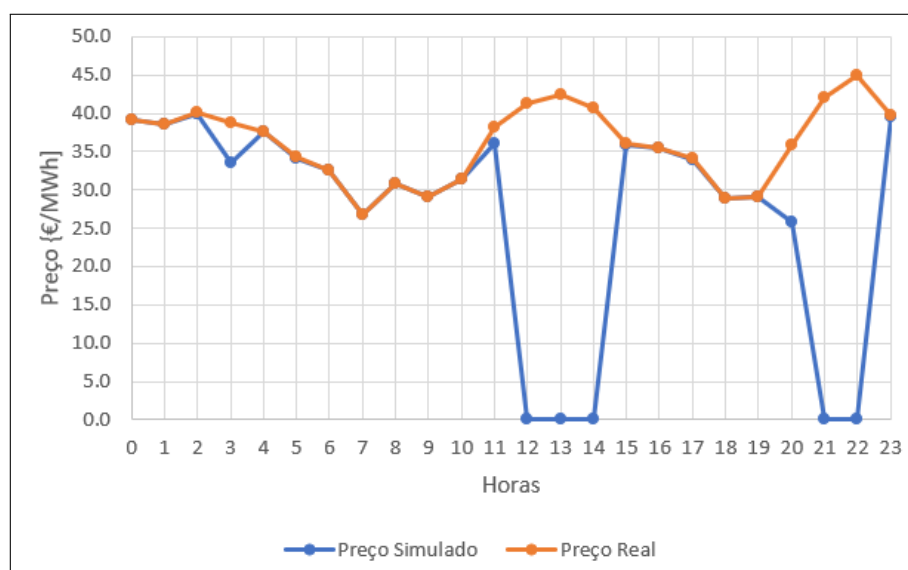


Figura I.15: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 8

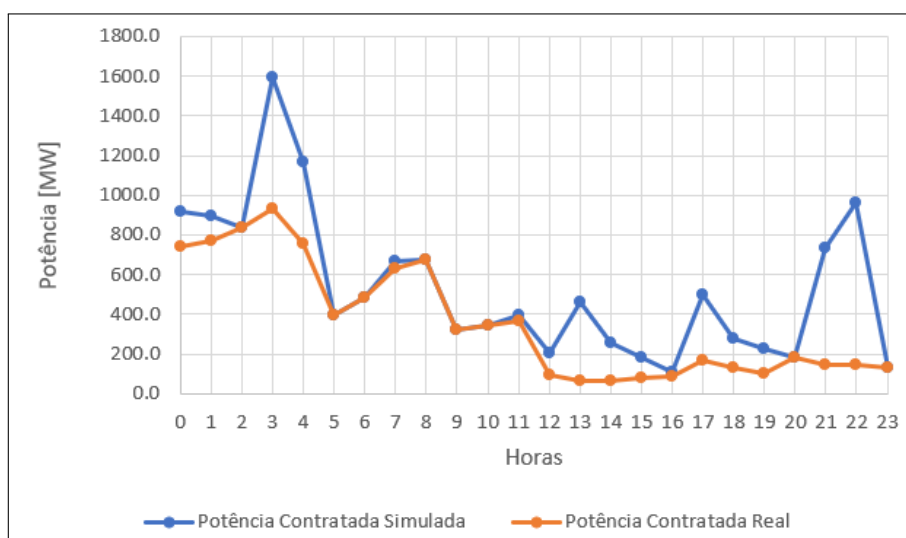


Figura I.16: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 8

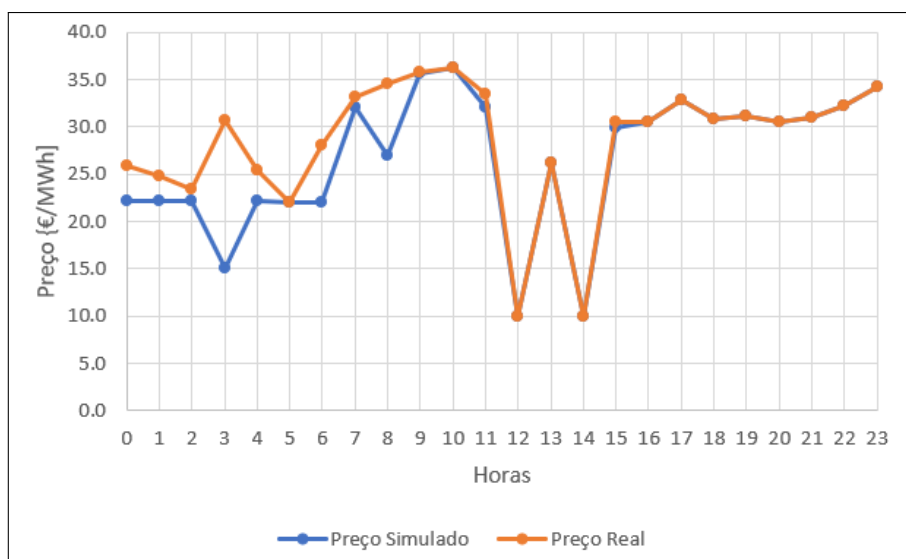


Figura I.17: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 9

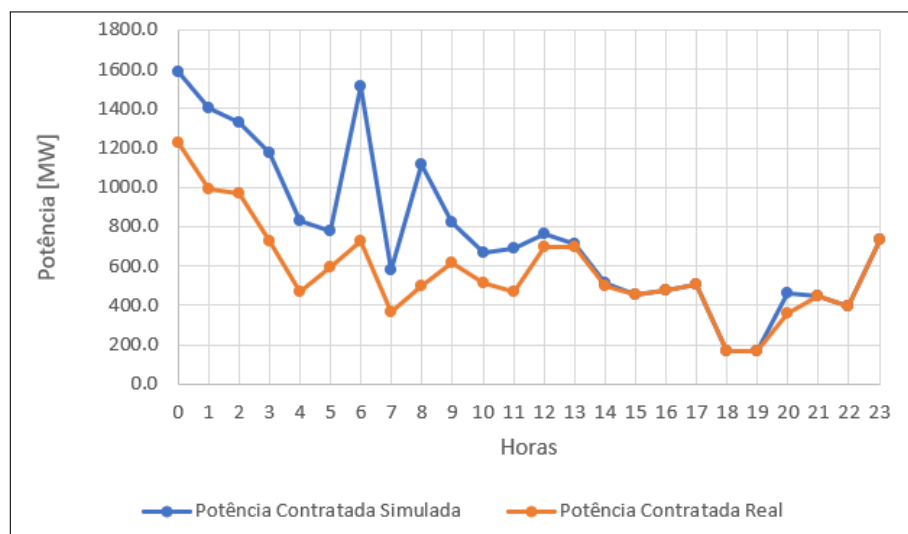


Figura I.18: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 9

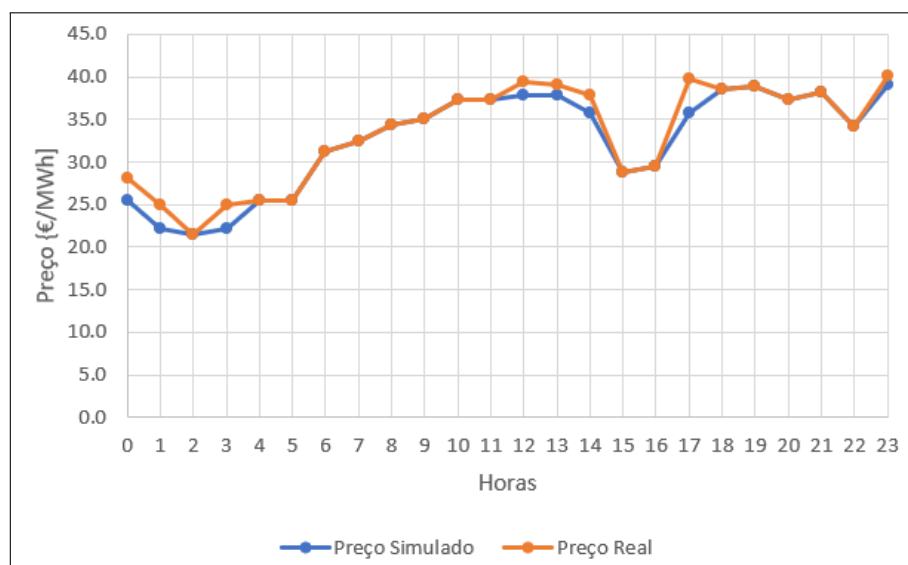


Figura I.19: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 10

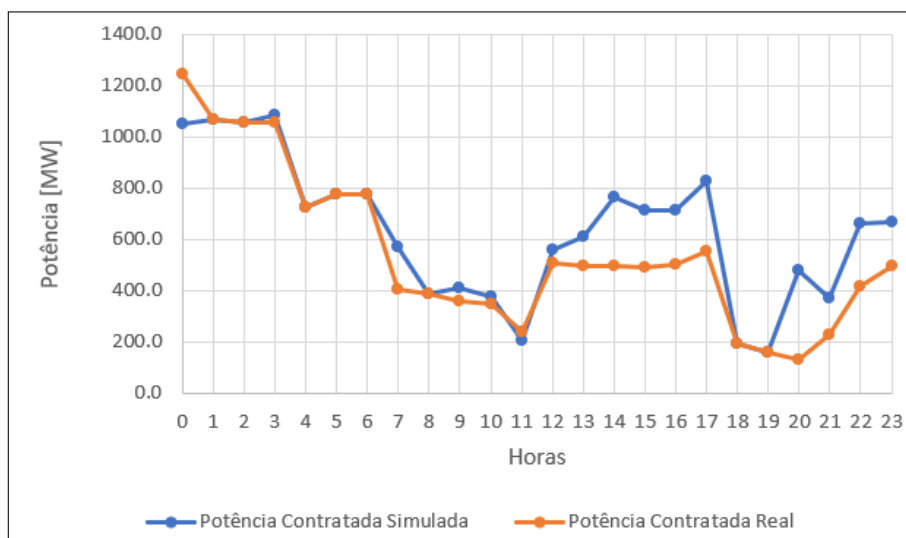


Figura I.20: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 10

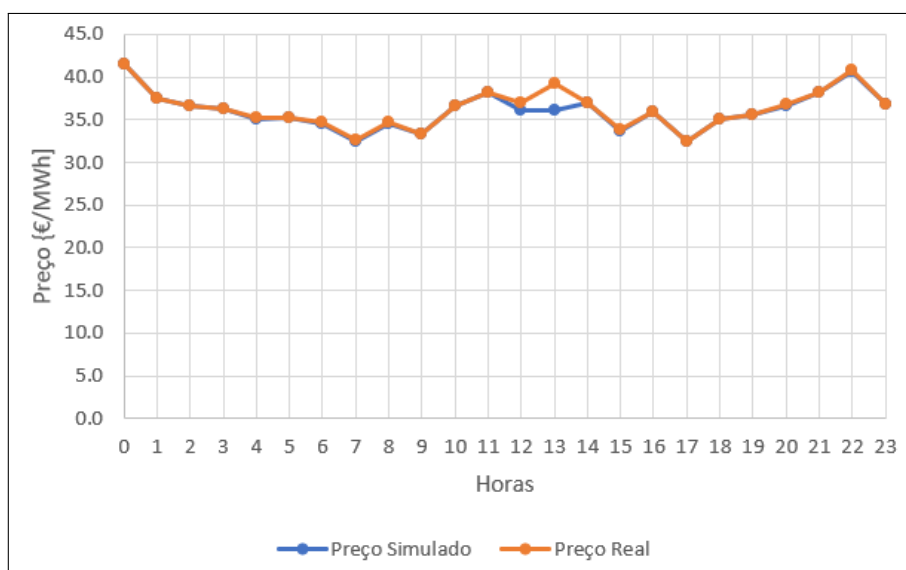


Figura I.21: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 11

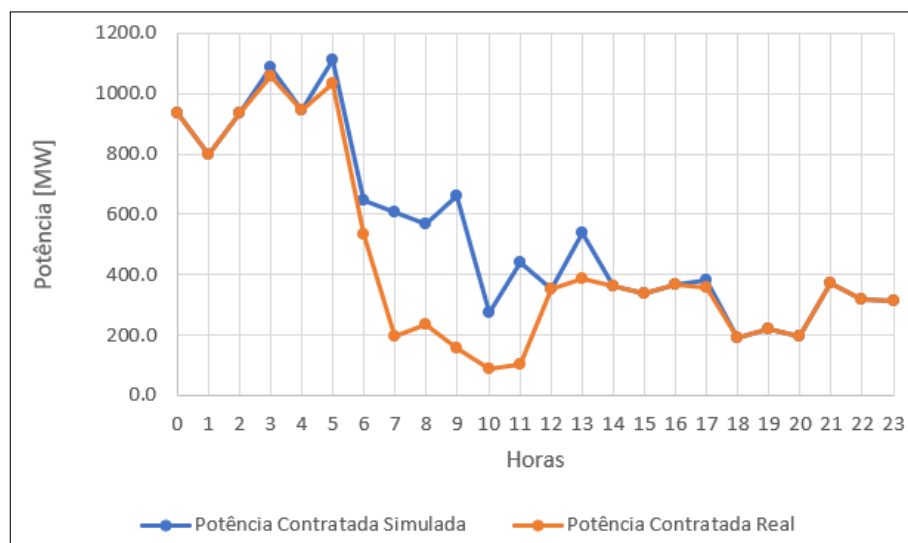


Figura I.22: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 11

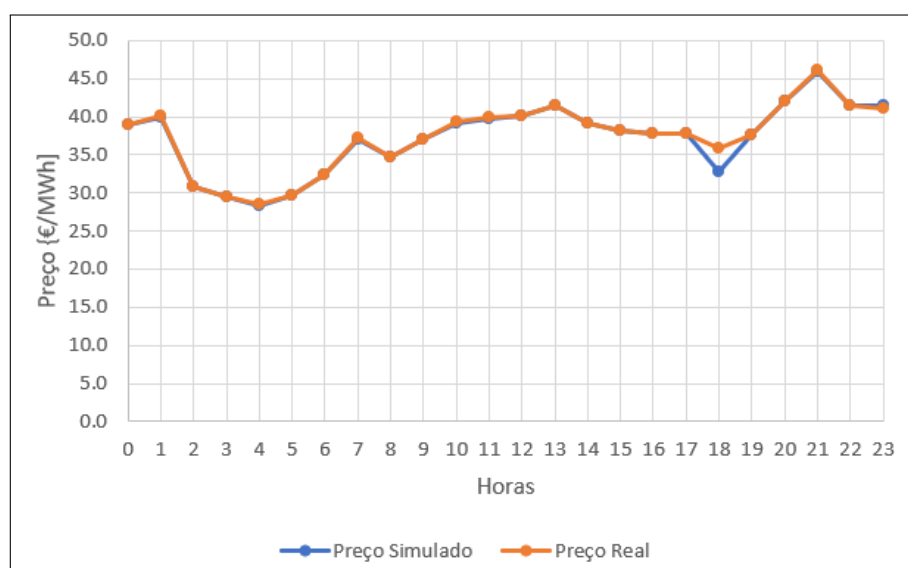


Figura I.23: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 12

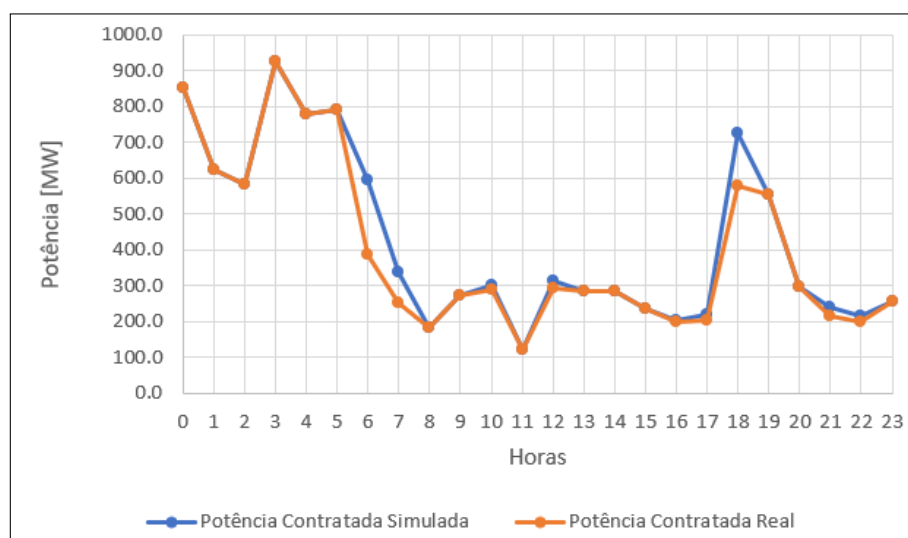


Figura I.24: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 12

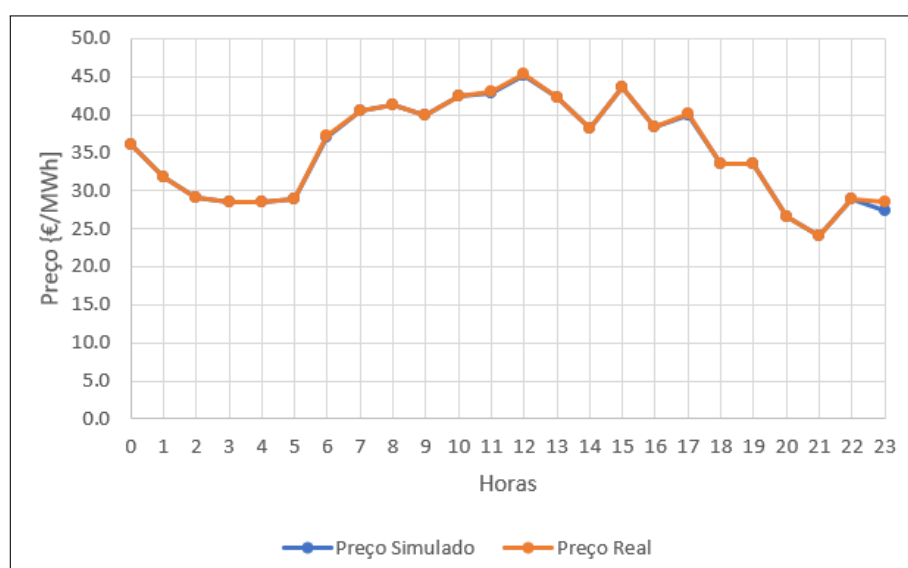


Figura I.25: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 13

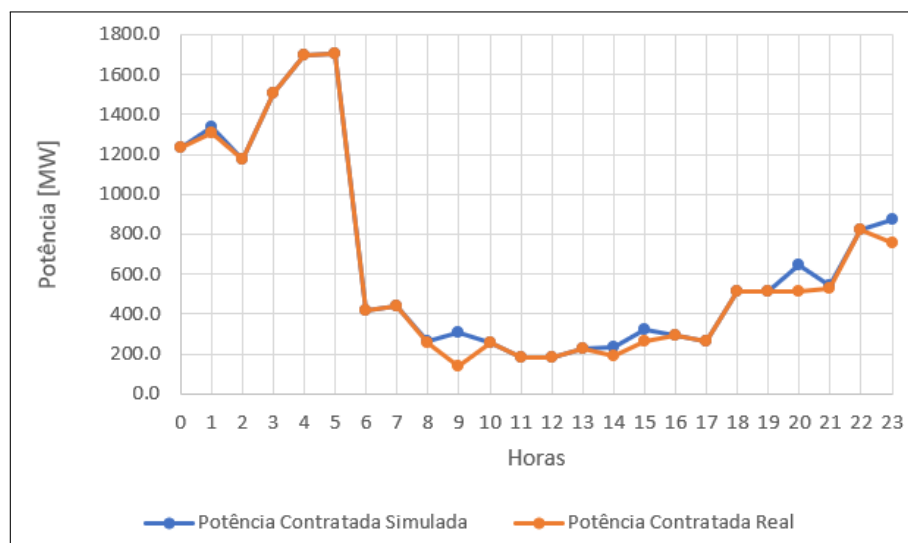


Figura I.26: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 13

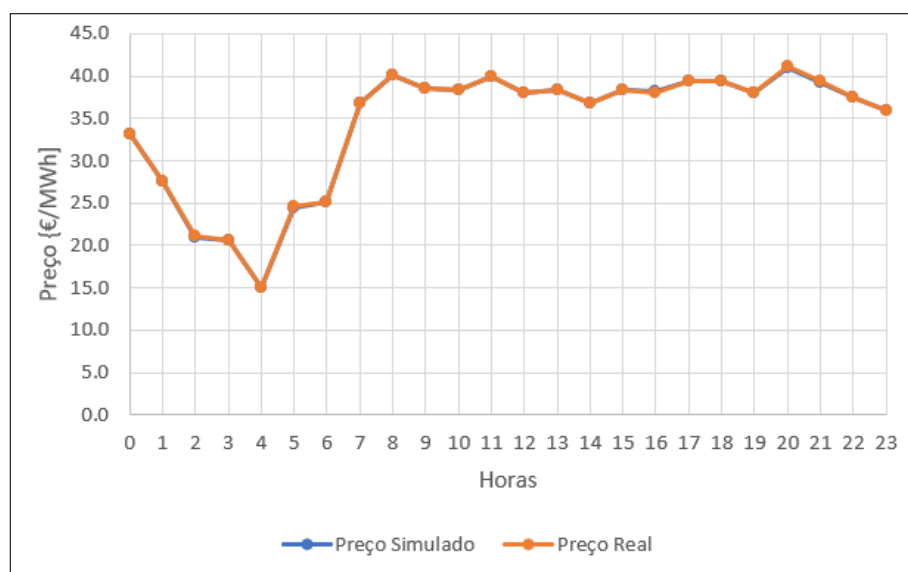


Figura I.27: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 14

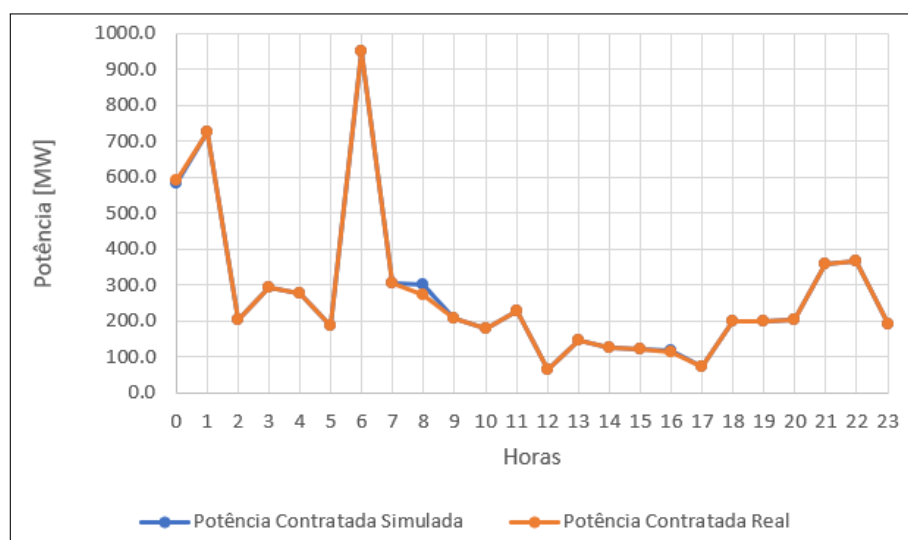


Figura I.28: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 14

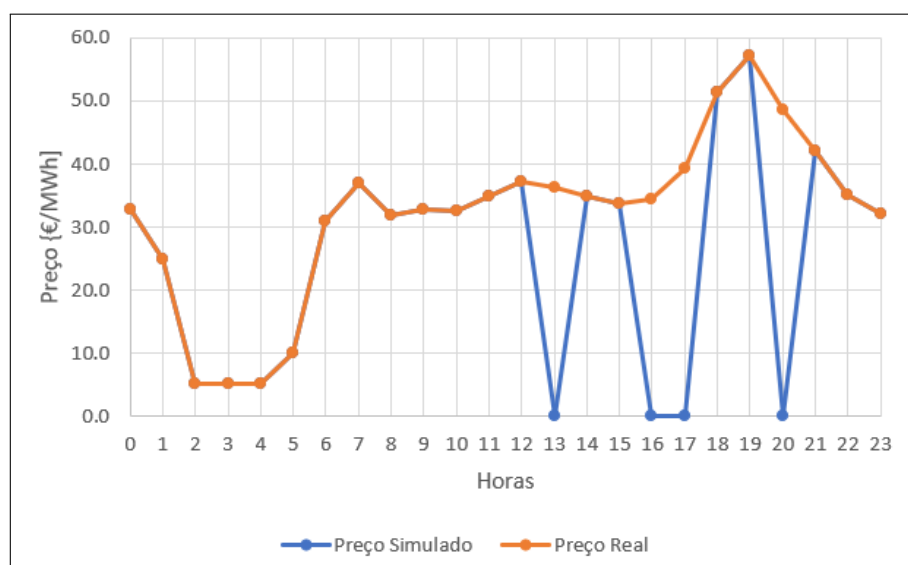


Figura I.29: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 15

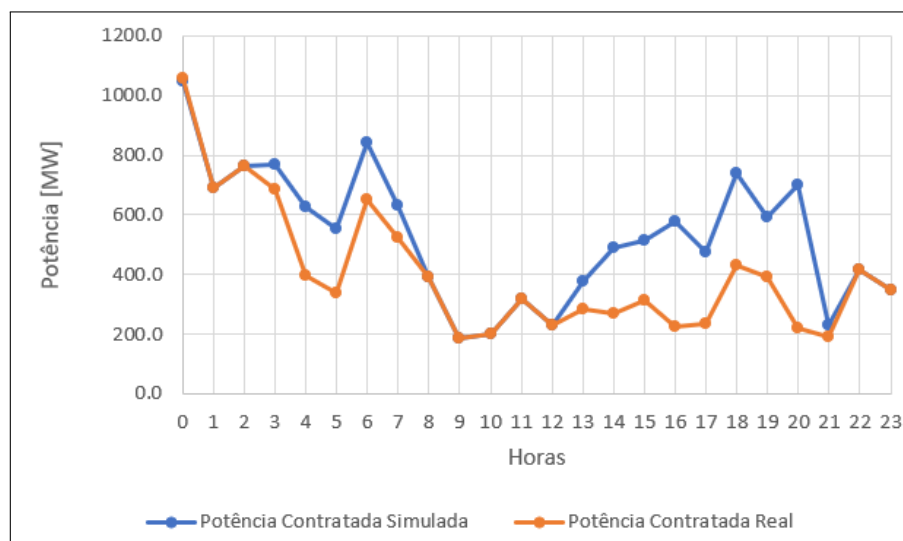


Figura I.30: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 15

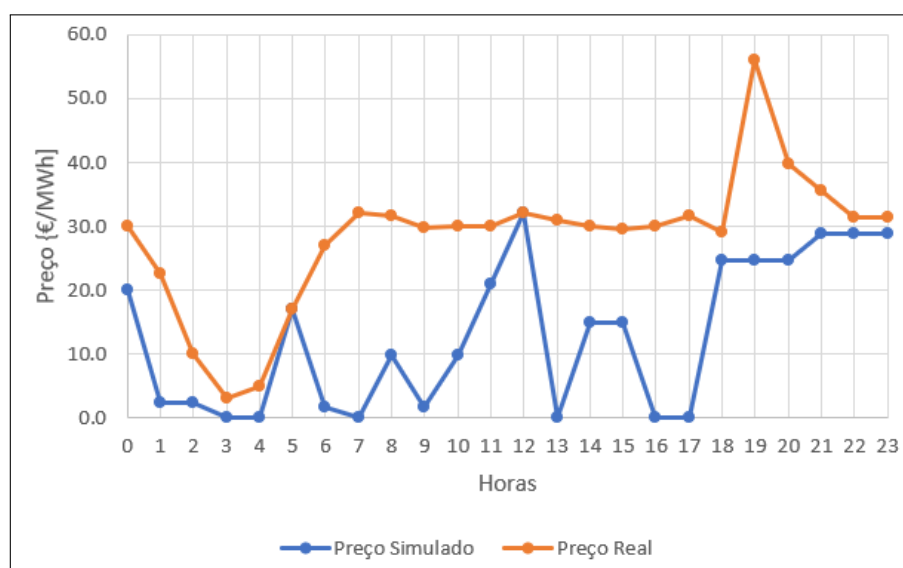


Figura I.31: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 16

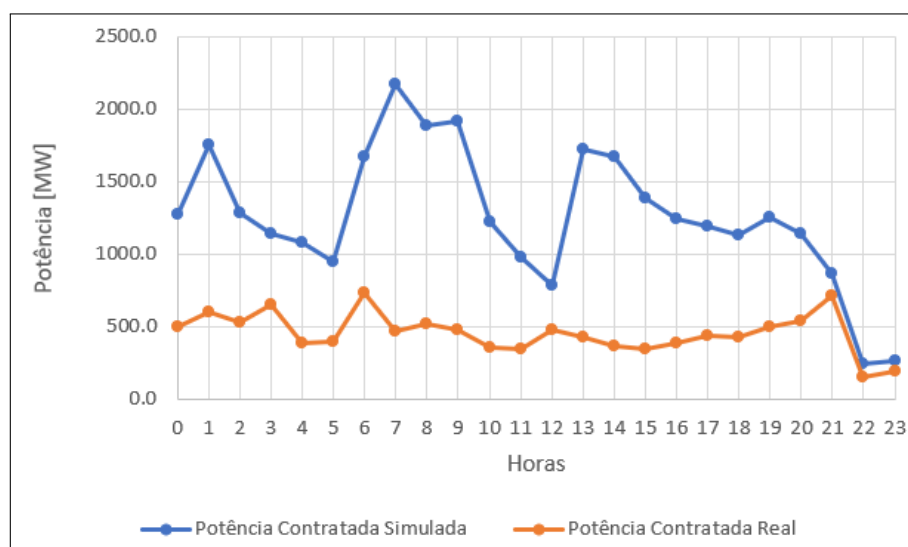


Figura I.32: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 16

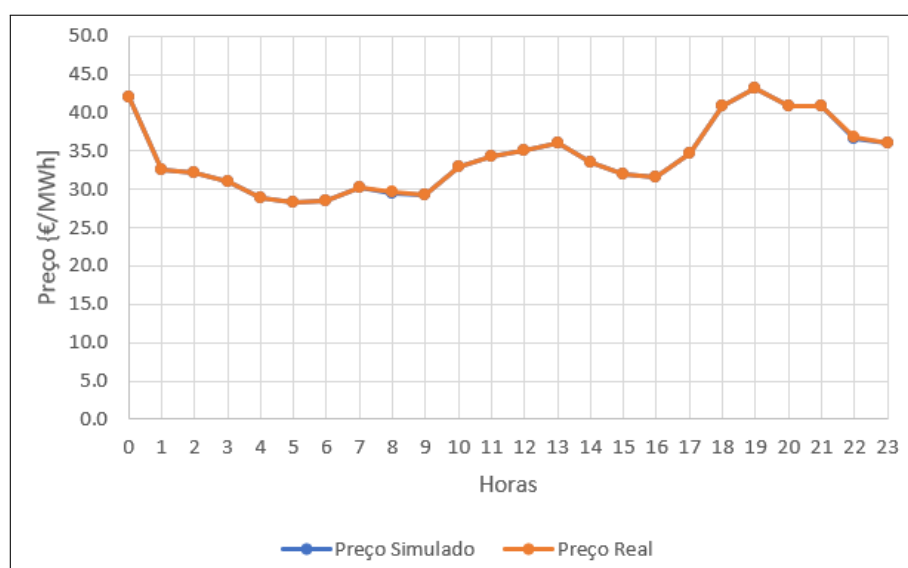


Figura I.33: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 17

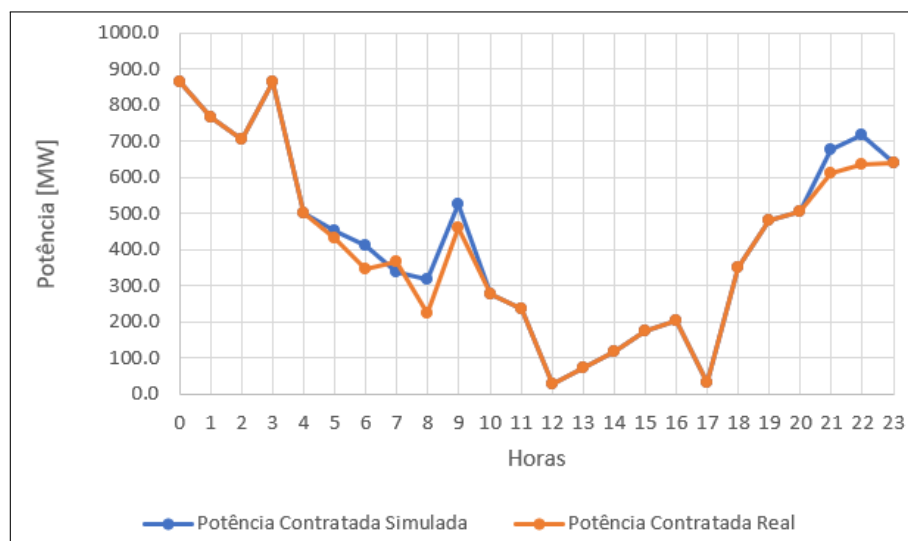


Figura I.34: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 17

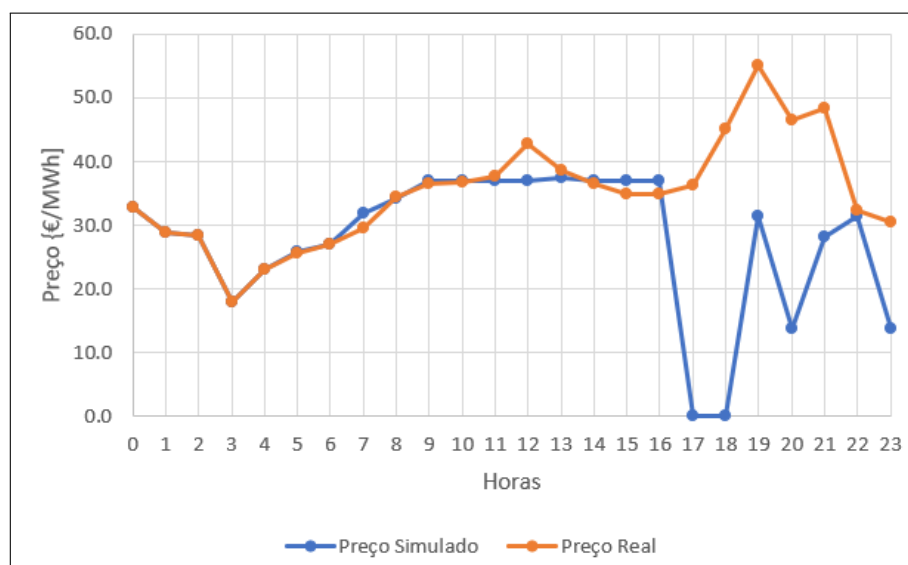


Figura I.35: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 18

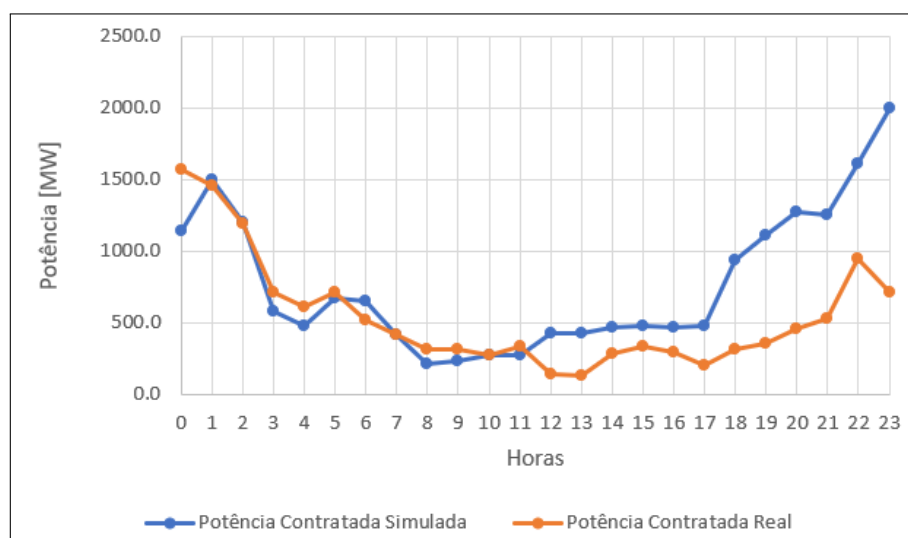


Figura I.36: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 18

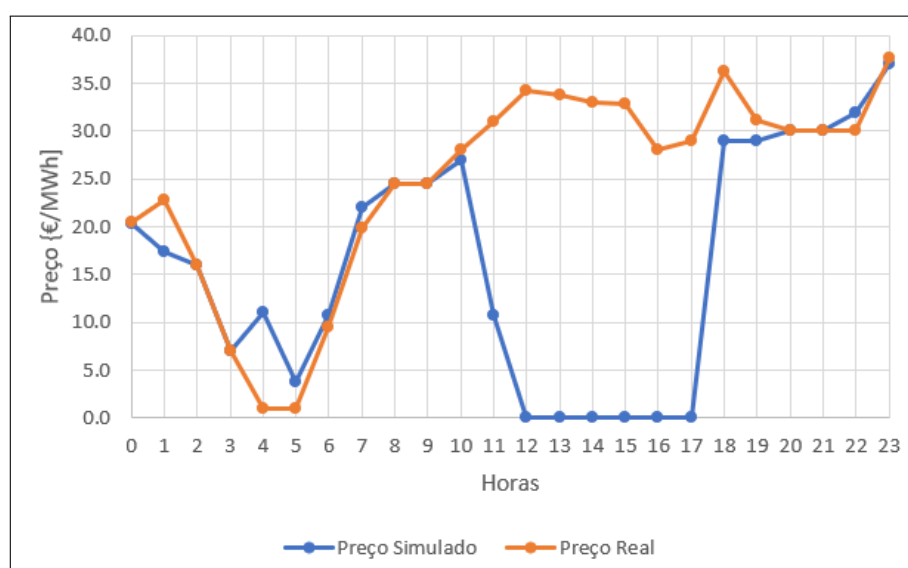


Figura I.37: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 19

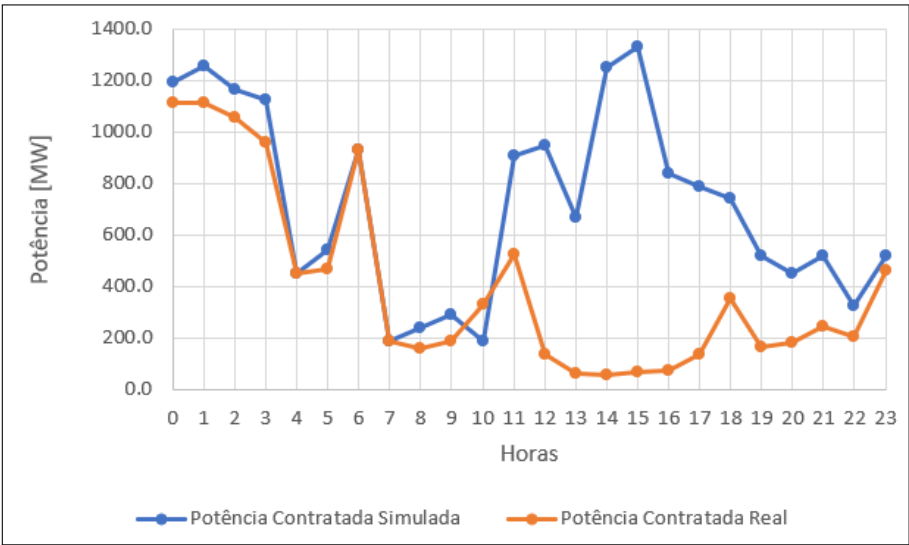


Figura I.38: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 19

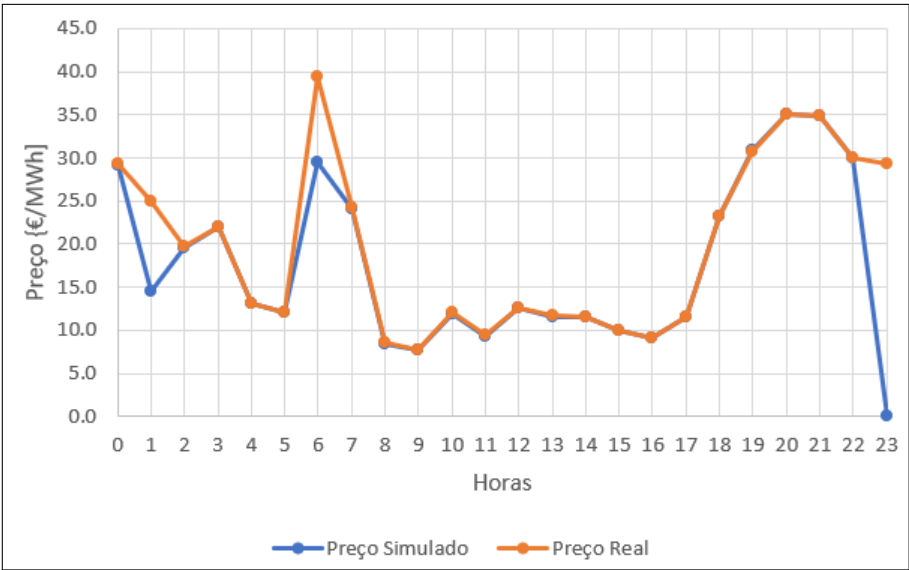


Figura I.39: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 20

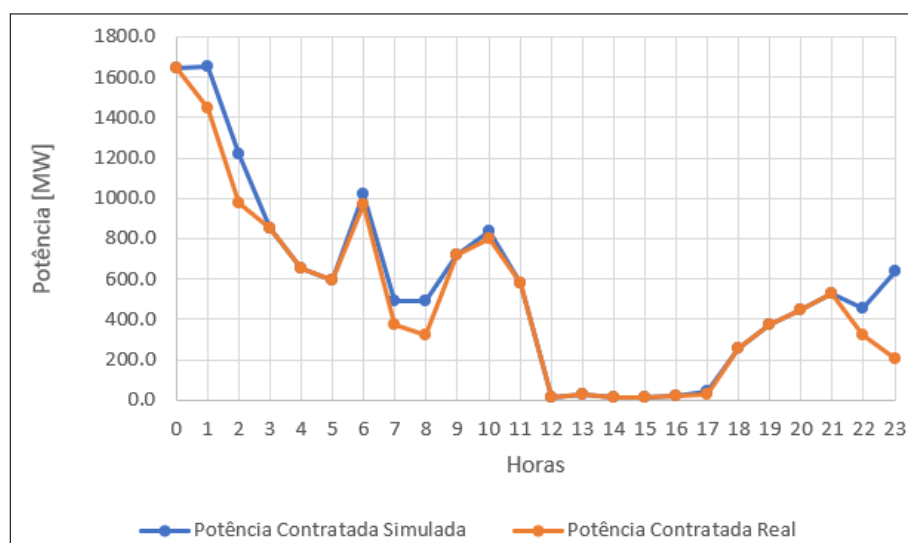


Figura I.40: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 20

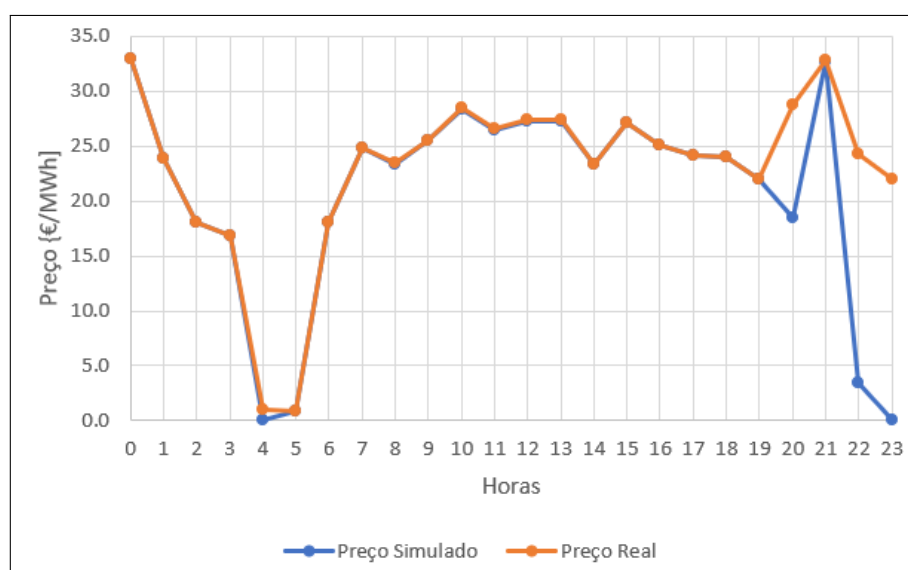


Figura I.41: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 21

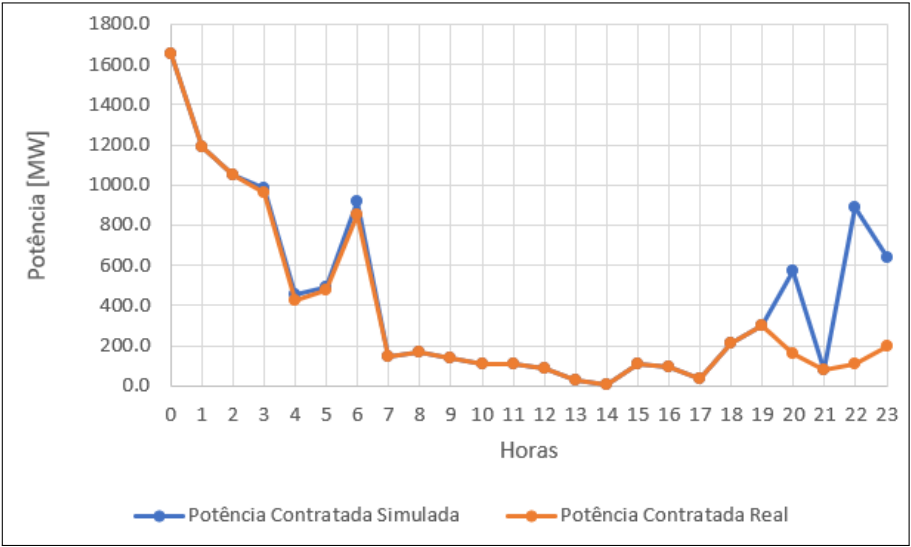


Figura I.42: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 21

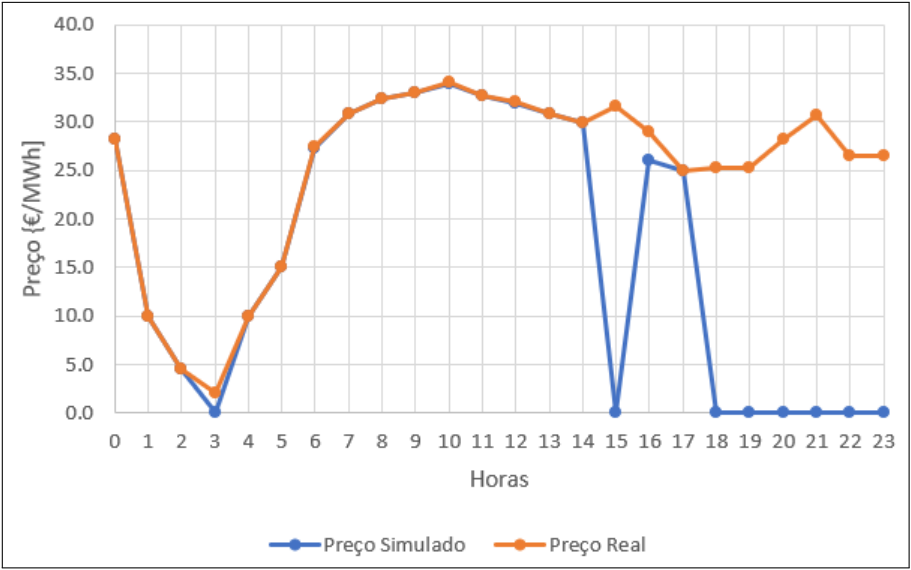


Figura I.43: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 22

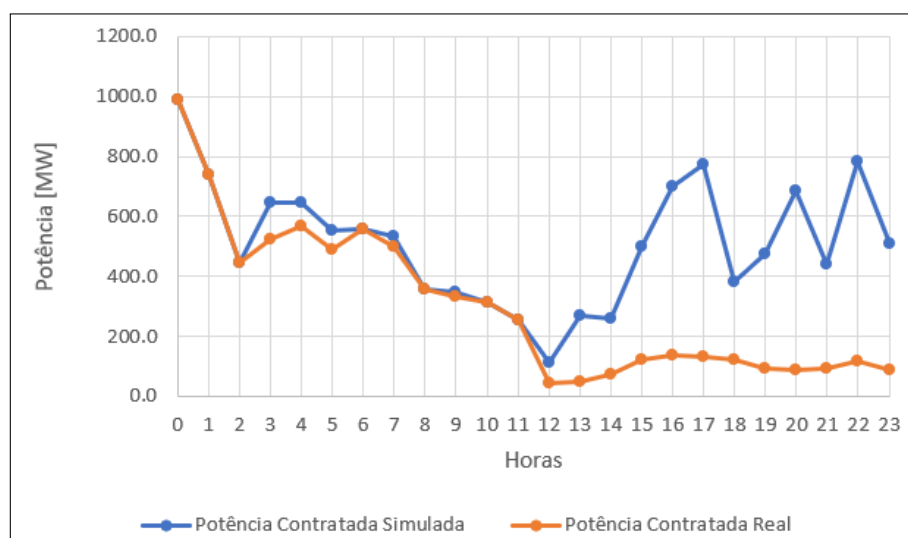


Figura I.44: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 22

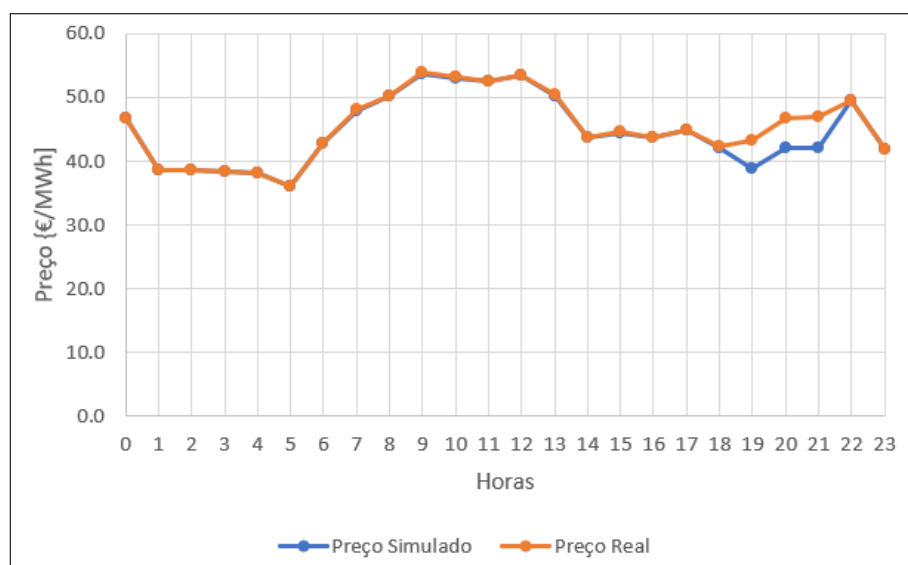


Figura I.45: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 23

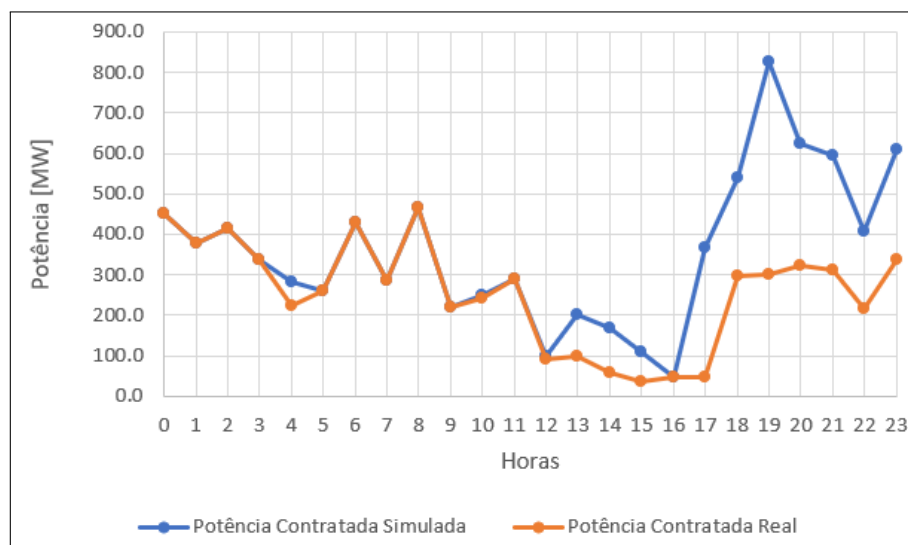


Figura I.46: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 23

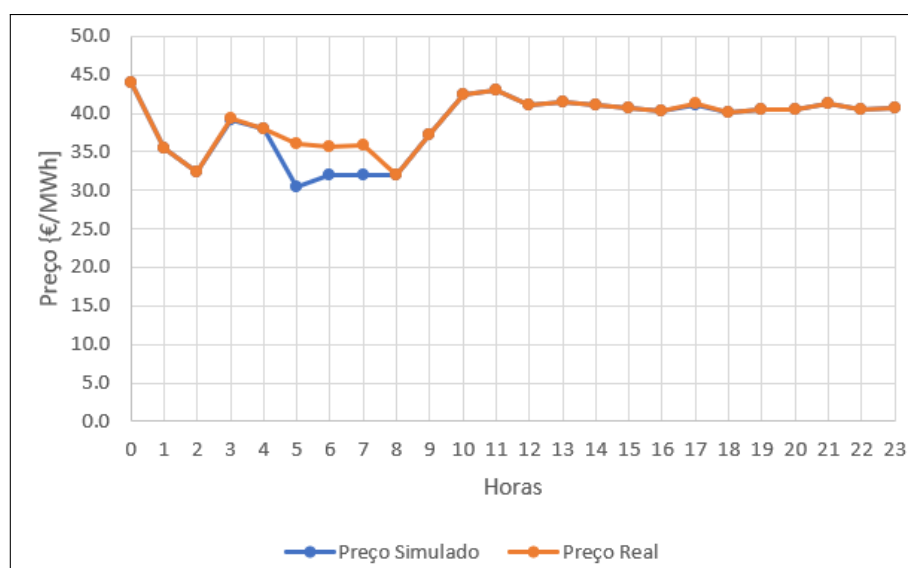


Figura I.47: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 24

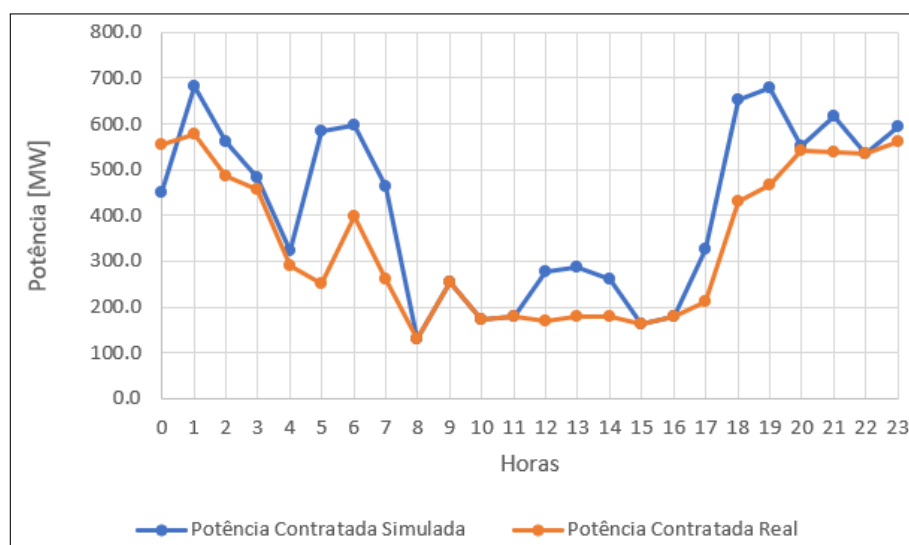


Figura I.48: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 24

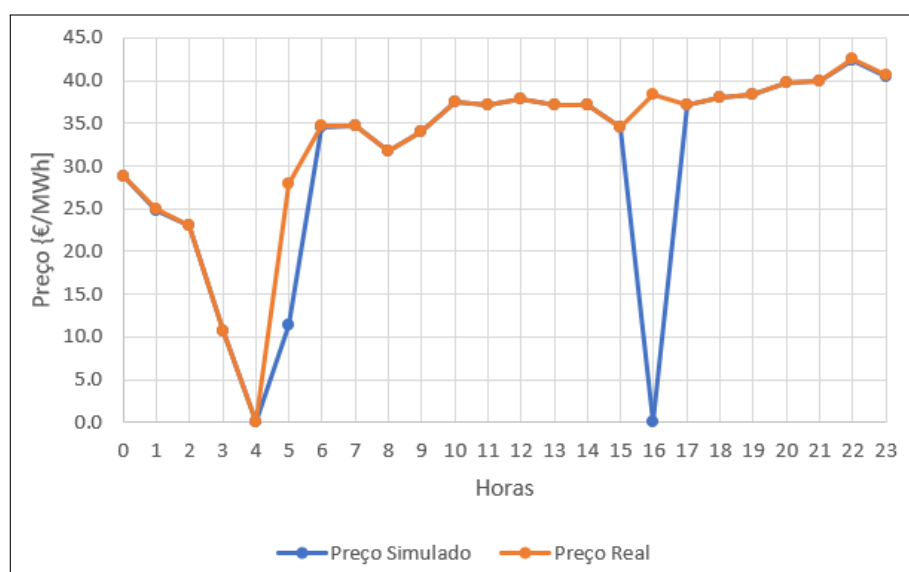


Figura I.49: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 25

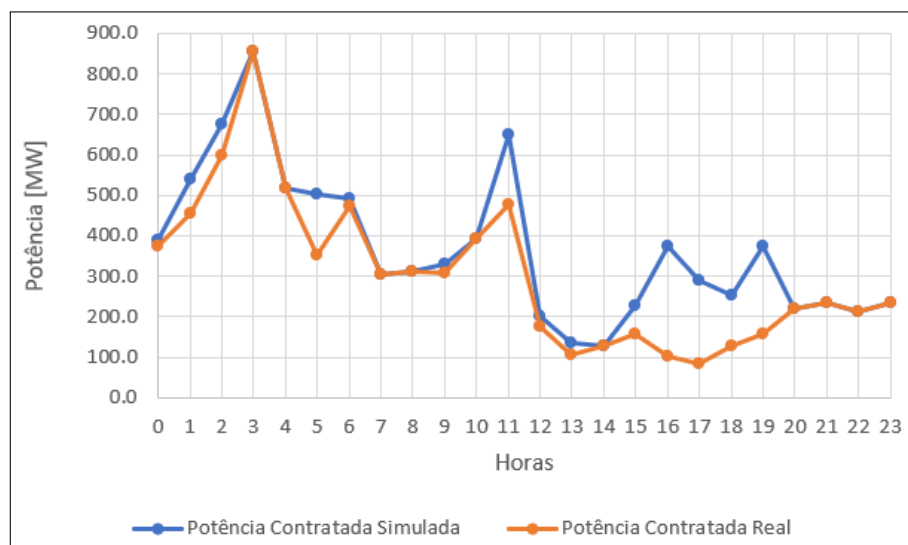


Figura I.50: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 25

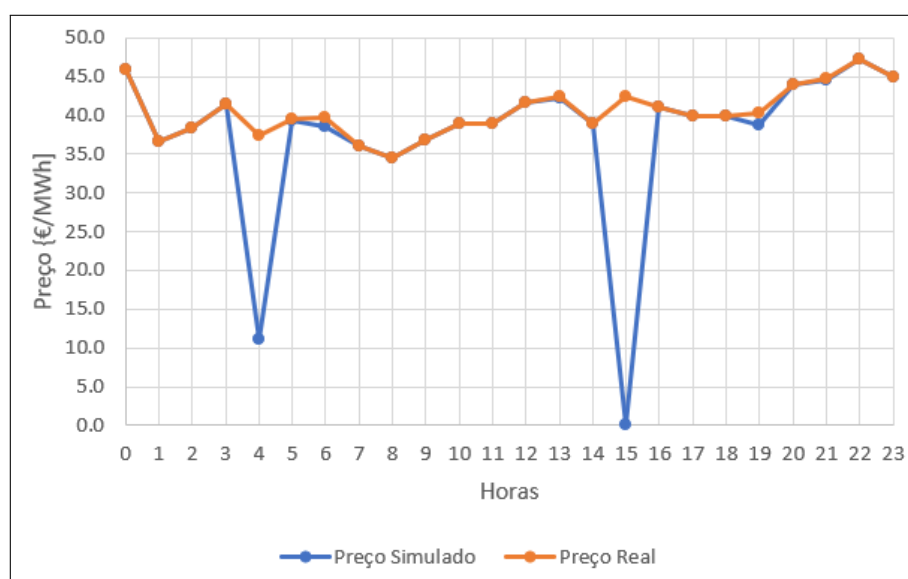


Figura I.51: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 26

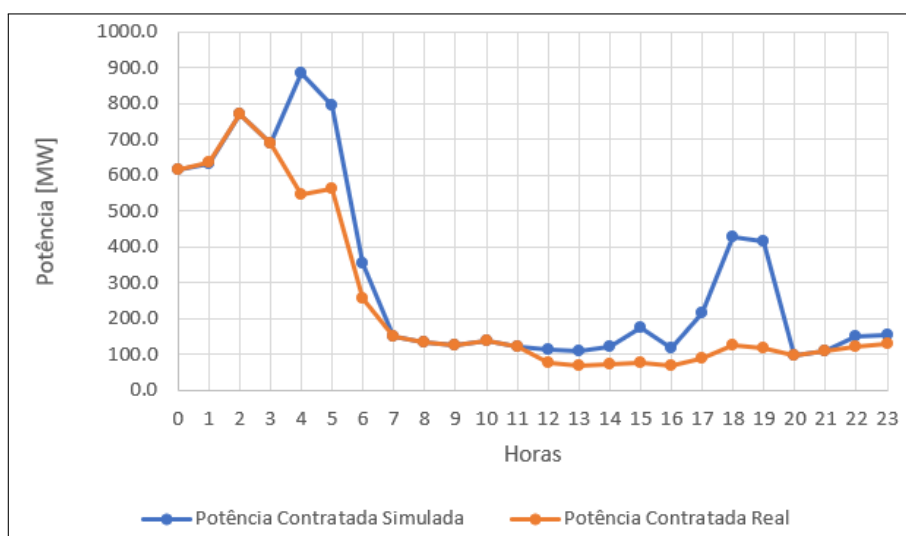


Figura I.52: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 26

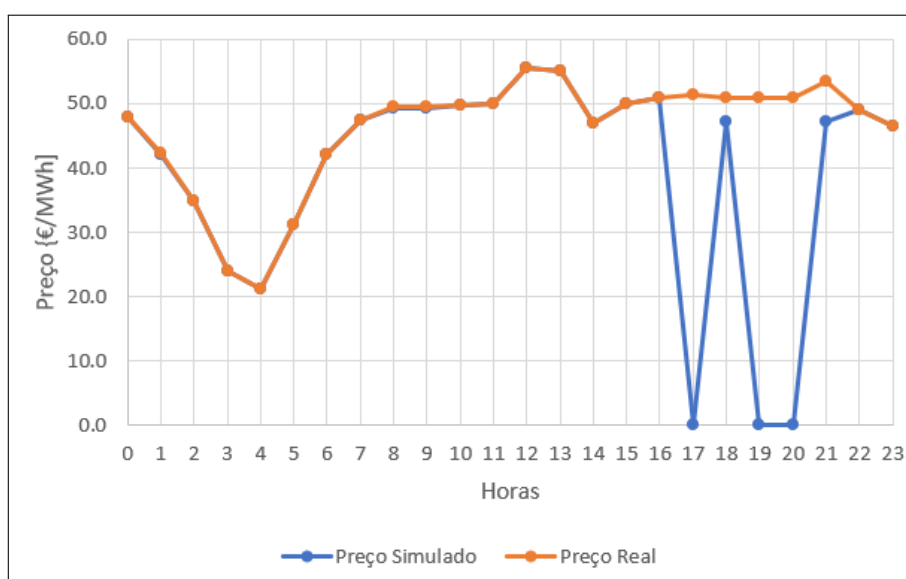


Figura I.53: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 27



Figura I.54: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 27

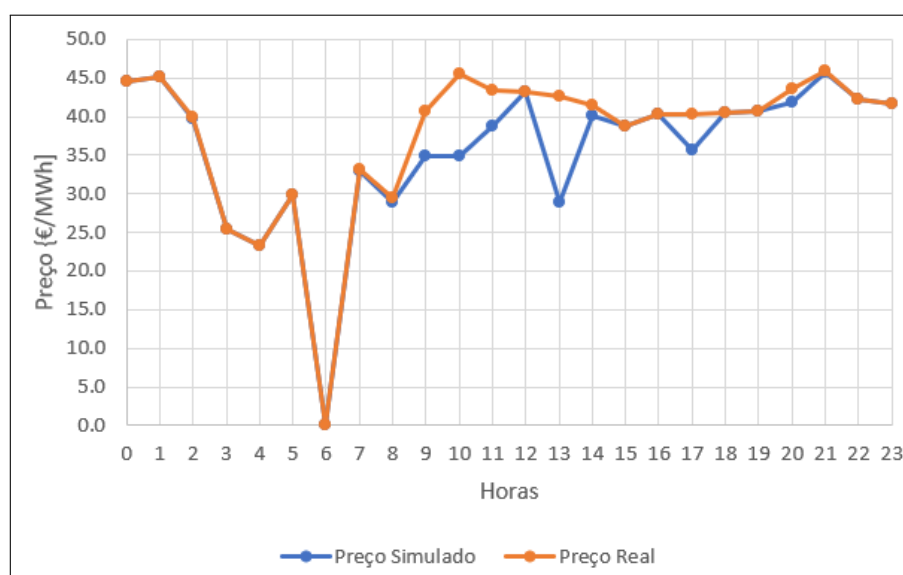


Figura I.55: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 28

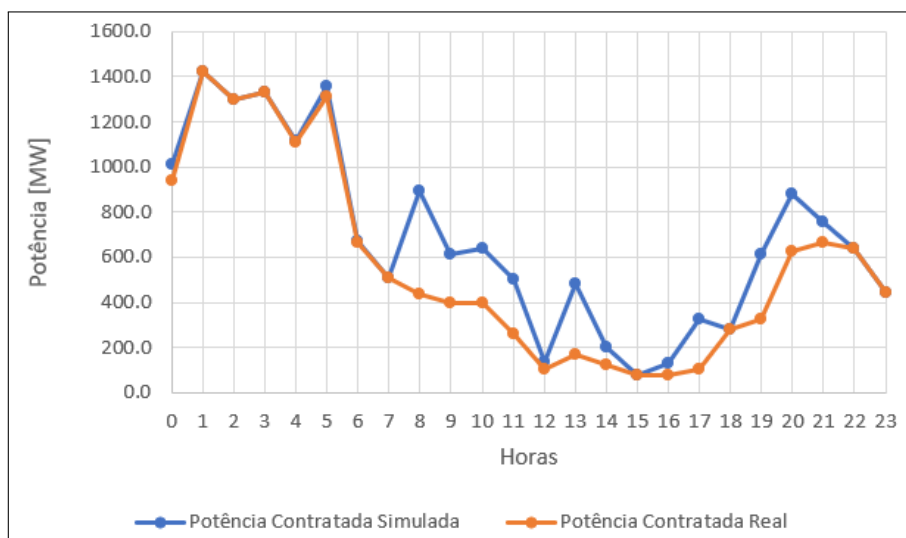


Figura I.56: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 28

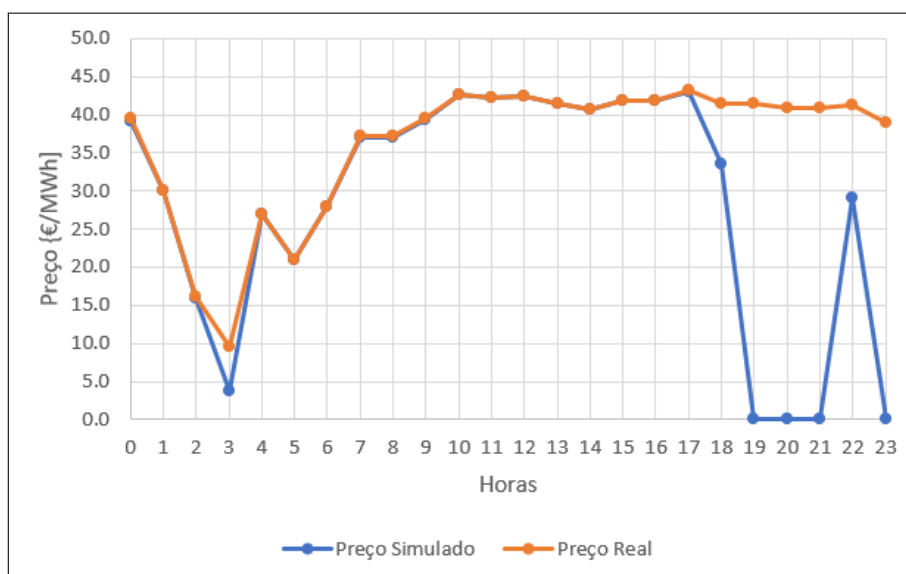


Figura I.57: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 29

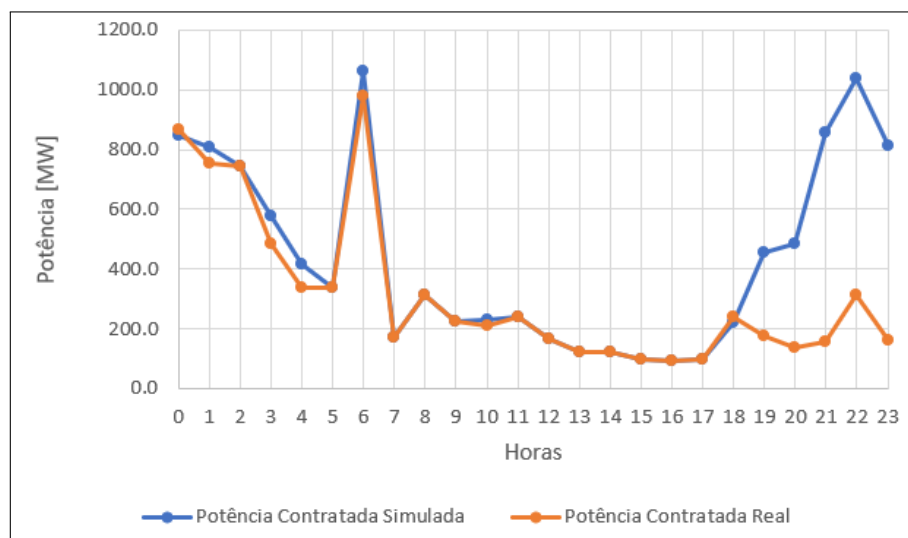


Figura I.58: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 29

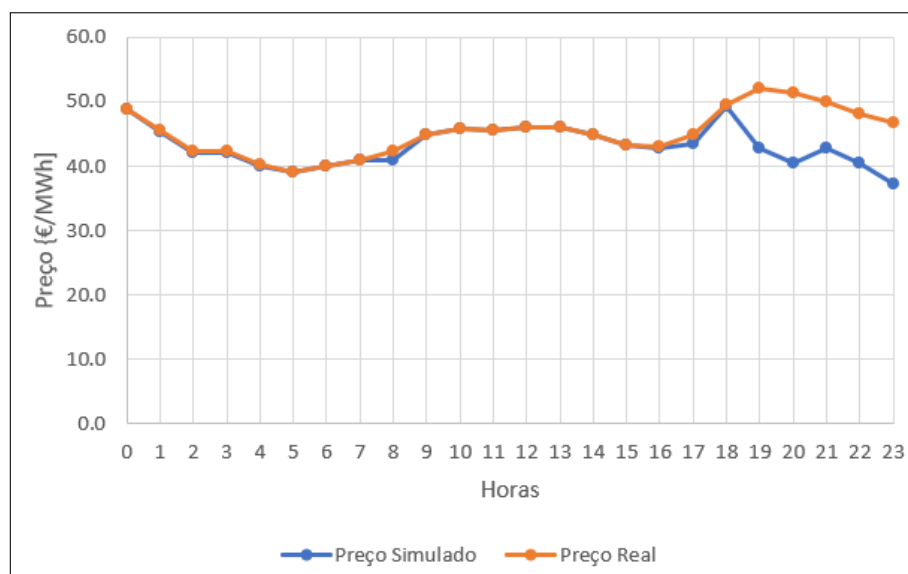


Figura I.59: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 30

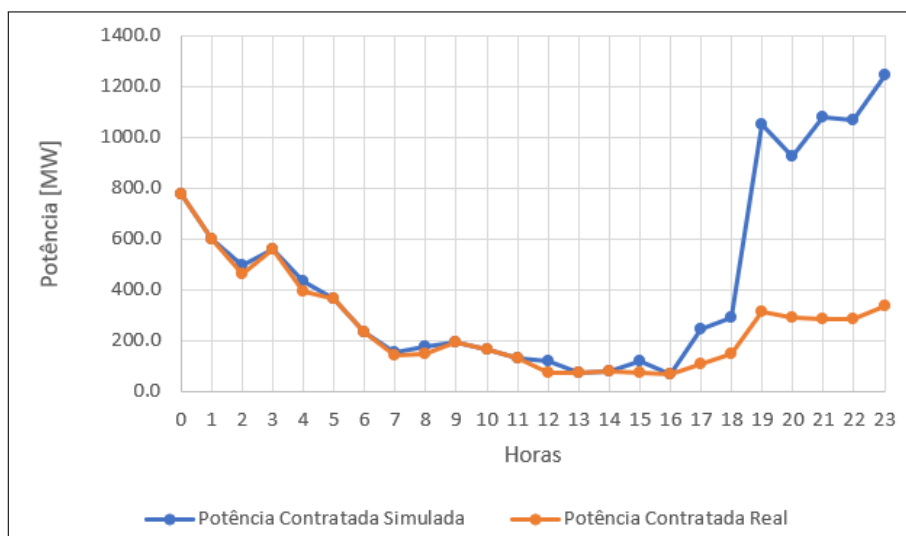


Figura I.60: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 30

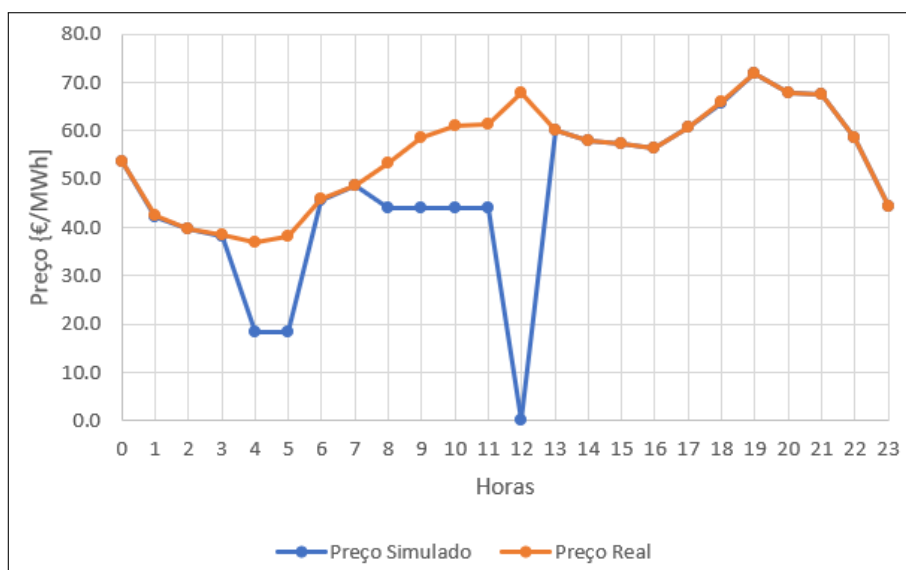


Figura I.61: Preço simulado e preço contratado em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 31

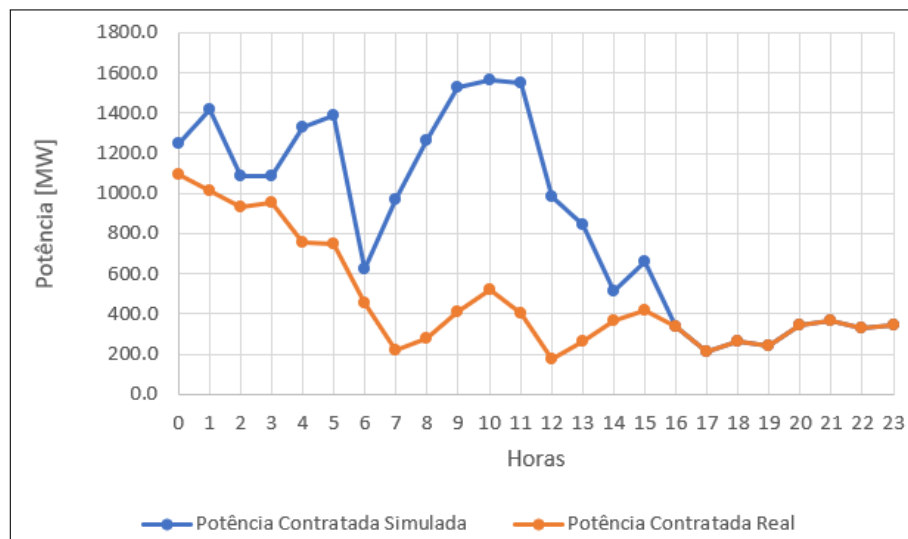


Figura I.62: Potência simulada e potência contratada em função da hora de programação do mercado intradiário para o Dia 31

ANEXO II

UNIDADES FÍSICAS PARTICIPANTES NO MERCADO DE RESERVA TERCIÁRIO

Tabela II.1: Unidades físicas participantes no mercado de reserva terciária

Unidade física	País	Tipo	Capacidade máxima [MW]
BASBJ	PT	Hídrica	406.2
BASBM	PT	Hídrica	156.0
LARES1	PT	Térmica	435.0
LARES2	PT	Térmica	435.0
PEGO3	PT	Térmica	418.6
PEGO4	PT	Térmica	418.6
RIBATE1	PT	Térmica	392.0
RIBATE2	PT	Térmica	392.0
RIBATE3	PT	Térmica	392.0
PEGO1	PT	Térmica	220.0
PEGO2	PT	Térmica	488.0
SINES3	PT	Térmica	295.0
SINES4	PT	Térmica	242.0